



UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO DEL USO DE SISTEMAS DE COLGADORES DE
LINER CONVENCIONALES Y COLGADORES DE LINER EXPANDIBLES PARA
OPTIMIZAR LA COMPLETACIÓN DE POZOS.

AUTOR

GINO ANDRÉS COJITAMBO SUÁREZ

Quito, febrero, 2013

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO DEL USO DE SISTEMAS DE COLGADORES DE
LINER CONVENCIONALES Y COLGADORES DE LINER EXPANDIBLES PARA
OPTIMIZAR LA COMPLETACIÓN DE POZOS.

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar el Título de Ingeniero de Petróleos.

AUTOR

GINO ANDRÉS COJITAMBO SUÁREZ.

TUTOR

CARLOS RODRÍGUEZ INGENIERO DE PETRÓLEOS


Quito, febrero, 2013

AUTORIZACIÓN DEL AUTOR

Yo, GINO ANDRÉS COJITAMBO SUÁREZ, en calidad de autor del trabajo de tesis denominado “ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO DEL USO DE SISTEMAS DE COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES Y COLGADORES DE LINER EXPANDIBLES PARA OPTIMIZAR LA COMPLETACIÓN DE POZOS”, por la presente autorizo a la UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, hacer uso de todos los contenidos que me pertenecen o de parte de los contenidos que contiene este proyecto, con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autor me corresponden, con excepción de la presente autorización, seguirán vigentes a mi favor, de conformidad con lo establecido en los artículos 5, 6, 8, 19 y demás pertinentes a la ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento.

Quito, a 18 de febrero del 2013.



Gino Andrés Cojitambo Suárez.
C.C. 0705045433

INFORME DE APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor del Trabajo de Grado, presentado por el señor GINO ANDRÉS COJITAMBO SUÁREZ para optar el Título de INGENIERO DE PETRÓLEOS cuyo tema es “Análisis técnico comparativo del uso de Sistemas de Colgadores de Liner Convencionales y Colgadores de Liner Expandibles para optimizar la completación de Pozos”. Considero que dicho Trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Quito a los 15 días del mes de febrero del 2013.



Firma

Ing. Carlos Rodríguez P

C.C. 060076731-3

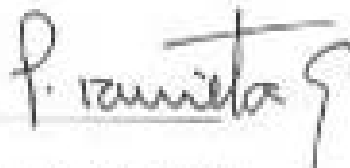
INFORME DE APROBACIÓN DEL TRIBUNAL

El Tribunal constituido por: Ingeniero Patricio Izurieta, Ingeniero Nelson Sequilanda, Ingeniero Víctor Hugo Paredes.

DECLARAN: Que la presente tesis denominada: "Análisis técnico comparativo del uso de Sistemas de colgadores de liner convencionales y colgadores de liner expandibles para optimizar la completación de pozos", ha sido elaborada íntegramente por el señor Ciro Andrés Cojitambo Suárez, egresado de la Carrera de Ingeniería de Petróleos, ha sido revisada y verificada, dando fe de la originalidad del presente trabajo.

Ha emitido el siguiente veredicto: Se ha aprobado el proyecto de tesis para su defensa oral.

En la Ciudad de Quito a los 8 días del mes de Febrero del 2013.



Ing. Patricio Izurieta

DELEGADO DEL VICEDECANO



Ing. Nelson Sequilanda

MIEMBRO DEL TRIBUNAL



Ing. Víctor Hugo Paredes

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Especialmente a Inés Suárez.

Especialmente a la memoria de mi amada madre Inés quien ha sido mi inspiración para culminar esta carrera académica y a quien le agradezco porque desde el cielo en donde está, siempre está cuidándome y guiándome por el sendero correcto.

A mi Familia.

A mi querida Tía Loly por acogerme en su hogar durante toda la carrera universitaria, por su gran afecto y sobre todo porque es un gran ejemplo de persona quien me ha enseñado que todo es posible de obtener con gran esfuerzo y dedicación.

A mi Padre Tomás por apoyarme en mi carrera universitaria, a mis hermanos Boris y Angelo.

A mi enamorada, amiga y compañera de toda la carrera académica Vanessa por todos los inolvidables momentos que hemos compartido por todas y cada una de las cosas nuevas que he conocido junto a ti.

A mis tíos Manuel, Claudia, Fanny, Tere, Magda por su gran cariño en los momentos de mi niñez.

A mis abuelitos de padre Segundo y Loly, a mis abuelitos de madre Cosme y María gracias por sus sabios consejos y cariño inmenso.

AGRADECIMIENTOS

A DIOS padre celestial por que ha sido y es muy generoso conmigo, por la salud que me ha brindado, por la familia que tengo, por las personas maravillosas que me ha permitido conocer, por las fuerzas que me brindo para superar el más duro golpe que la vida me dio y así seguir por el camino correcto luego de la partida de mi madre y finalmente por lo que hoy espero me permita conseguir, titularme como Ingeniero de Petróleos.

Al Ingeniero Napoleón Santillán a quien le agradezco infinitamente por la valiosa oportunidad que me dio para desarrollar este análisis dentro de su línea de Well Completions Technologies y Liner Hangers de WEATHERFORD SOUTH AMERICA, así como también por la asesoría técnica que me brindo para tener una visión más clara en lo que respecta a las operaciones de colgadores de liner. Y sobre todo por su gran calidad humana, como siempre muchísimas gracias mi estimado Ingeniero Napoleón.

Al Ingeniero Pablo Ochoa por la apertura brindada para realizar mi práctica pre profesional en el Bloque 16 y por su buena amistad.

Al Ingeniero Marco Ortiz por la colaboración referente a la política de QHSSE que Weatherford mantiene para sus empleados.

A la prestigiosa Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Central del Ecuador, por brindarme la oportunidad de adquirir los fundamentos necesarios como para desenvolverme ante cualquier reto dentro de la Inmensa Industria Petrolera.

A mis Profesores los Ingenieros Carlos Rodríguez por aceptar ser mi tutor del presente proyecto, Ingeniero Patricio Izurieta, Ing. Víctor Hugo Paredes y al Ing. Nelson Suquilanda de igual forma por la asesoría técnica para la presentación de este trabajo de tesis de la mejor manera posible.

ÍNDICE DE CONTENIDO

	pág.
LISTA DE CUADROS.....	xi
LISTA DE GRÁFICOS.....	xiii
RESUMEN DOCUMENTAL.....	xvi
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I	
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.1. ENUNCIADO DEL PROBLEMA	2
1.2. ENUNCIADO DEL TEMA	2
1.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	2
1.4. HIPÓTESIS.....	2
1.5. OBJETIVOS.....	2
1.5.1. Objetivo General.....	3
1.5.2. Objetivos Específicos.....	3
1.6. JUSTIFICACIÓN.....	3
1.7. FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD.....	4
CAPÍTULO II	
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. MARCO INSTITUCIONAL.....	5
2.2. MARCO LEGAL.....	5
2.3. MARCO ÉTICO	5
2.4. MARCO REFERENCIAL.....	5
2.5. INTRODUCCIÓN A LOS TIPOS DE LINER DE ACUERDO A SUS APLICACIONES.....	6
2.5.1. Introducción.....	6
2.5.2. Tipos de Liner, Aplicaciones y Descripción.....	7
2.5.2.1. Liner Intermedio o Liner de Perforación.....	7
2.5.2.2. Liner de Producción.....	7
2.5.2.3. Liner Tieback.....	8
2.5.2.4. Liner Scab o Liner de reparación.....	9
2.5.3. Razones y Funciones del uso de Liner.....	9
2.6. SISTEMAS DE COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES Y EXPANDIBLES.....	10
2.6.1. Componentes de un Sistema de Colgador de Liner Convencional y sus Características Beneficios y Aplicaciones.....	10

2.6.1.1. Receptáculo de Diámetro Interno Pulido (PBR).....	10
2.6.1.2. Empacaduras de tope de Liner.....	12
2.6.1.3. Colgadores de Liner Convencionales Mecánicos e Hidráulicos y Proceso de selección...	18
2.6.1.3.1. Colgadores de Liner Mecánicos.....	18
2.6.1.3.2. Colgadores de Liner Hidráulicos.....	23
2.6.1.3.3. Proceso de selección de un colgador de liner.....	33
2.6.1.4. Sistema de desplazamiento de cemento.....	34
2.6.1.4.1. Tapones limpiadores de Liner	34
2.6.1.4.2. Dardos de tubería de perforación.....	40
2.6.1.4.3. Collar Recibidor o Cuello Recibidor.....	43
2.6.1.5. Herramientas de corrida.....	46
2.6.1.6. Obturadores de Cementación.....	63
2.6.2. Consideraciones para el diseño de un Sistema de Colgador de liner Convencional.....	67
2.6.3. Sistema de Colgador de Liner Expandible como Aplicación de la Tecnología tubular Expandible.....	67
2.6.3.1. Introducción.....	67
2.6.3.2. Consideraciones de diseño de Sistemas de Colgadores de Liner Expandibles.....	68
2.6.3.3. Especificaciones para el Sistema.....	68
2.6.3.4. Calificación del Sistema.....	69
2.6.4. Sistema de Colgador de Liner Expandible TruForm.....	69
2.6.4.1. Componentes del Sistema de Colgador de Liner Expandible TruForm.....	70
2.6.4.1.1. Equipos.....	70
2.6.4.1.2. Herramientas.....	75
2.6.4.2. Beneficios y Características del Sistema de Colgador de liner Expandible TruForm.....	77
2.6.4.3. Curva de desempeño del Colgador TruForm.....	79
2.7. CEMENTACIÓN DE LINERS.....	80
2.7.1. Factores a considerarse para el diseño de los fluidos (lechada y colchones) que intervienen en la cementación de un liner.....	80
2.7.1.1. Lechada de Cemento.....	80
2.7.1.2. Colchones (Lavadores y Espaciadores).....	99
2.7.2. Equipos y Accesorios para la cementación de un Liner.....	93
2.7.2.1. Equipos para cementar un liner.....	93
2.7.2.2. Accesorios para la Cementación de un liner.....	94
2.7.3. Secuencia Operacional para la cementación de un liner.....	97
2.7.4. Problemas comunes en la cementación de un liner.....	97
2.7.4.1. Incompatibilidad de Fluidos.....	97
2.7.4.2. Daño de Formación (Fractura).....	98

2.7.4.3. Distintos requerimientos por parte del personal de cementación y del Colgador de Liner.....	98
2.8. SEGURIDAD INDUSTRIAL, SALUD Y MEDIO AMBIENTE.....	99
2.8.1. Normas de Seguridad.....	99
2.8.2. Equipos de Seguridad Ocupacional utilizados y su correcto uso.....	101
2.8.2.1. Protección ocupacional de la cabeza.....	101
2.8.2.2. Protección ocupacional de ojos.....	102
2.8.2.3. Protección ocupacional de audición.....	102
2.8.2.4. Protección ocupacional del cuerpo (Vestimenta).....	103
2.8.2.5. Protección ocupacional de manos.....	103
2.8.2.6. Protección ocupacional de pies.....	104
2.8.3. Certificación de Calidad.....	104

CAPITULO III

3. DISEÑO METODOLÓGICO.	106
3.1. TIPO DE ESTUDIO.	106
3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA.	106
3.3. MÉTODOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	106
3.4. TABULACIÓN DE DATOS.	107
3.5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN.....	107

CAPÍTULO IV

4 ANÁLISIS TÉCNICO Y RESULTADOS REALES DEL USO DE COLGADORES DE LINERS EXPANDIBLES EN 3 POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO.....	108
4.1. ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO.	108
4.1.1 Introducción.	108
4.1.2. Visualización de la Anatomía de los tipos de colgadores de liner existentes como parte del análisis comparativo.....	109
4.1.2.1. Colgador de liner Convencional Hidráulico.....	109
4.1.2.2. Colgador de liner Convencional Mecánico.....	110
4.1.2.3. Colgador de liner Expandible TruForm.....	111
4.1.3. Problemas comunes de colgadores de liner convencionales.....	112
4.1.4. Cálculos requeridos para correr Colgadores de Liner Convencionales y Expandibles.....	112
4.1.4.1. Presión Hidrostática (PH).	112
4.1.4.2. Área Anular.	113
4.1.4.3. Volumen Interno de tubería (VIT), bbl.	113
4.1.4.4. Volumen Anular.....	114

4.1.5. Secuencias operacionales para asentamiento o activación de Colgadores de Liner Convencionales y Expandibles de Weatherford.....	115
4.1.5.1. Secuencias operacionales para el asentamiento o activación de un Colgador de Liner Convencional.....	116
4.1.5.2. Secuencias operacionales para el asentamiento o activación de un Colgador de Liner Expandible.....	117
4.2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL RECEPTÁCULO DE DIÁMETRO INTERNO PULIDO (PBR).....	118
4.3. CASO PRÁCTICO DE LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE COLGADOR DE LINER EXPANDIBLE 7" x 9 5/8" EN UN POZO DEL ORIENTE ECUATORIANO.....	120
4.4. RESULTADOS REALES DEL USO DE SISTEMAS DE COLGADORES DE LINER EXPANDIBLES EN 2 POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO.	125
4.5. BREVE DESCRIPCIÓN ECONÓMICA DE COSTOS DE COLGADORES.....	129

CAPITULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES... ..	130
5.1 CONCLUSIONES... ..	130
5.2 RECOMENDACIONES... ..	131

CAPITULO VI

6. REFERENCIAS.....	132
6.1. BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA.....	132
6.2. WEBGRAFÍA.....	133

ANEXOS

A CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES... ..	134
B PRESUPUESTO... ..	135
C GLOSARIO TÉCNICO... ..	136
D CERTIFICADO DE SISTEMAS DE GESTIÓN AMBIENTAL ISO 14001: 2004 QUE POSEE WEATHERFORD.....	141
E CERTIFICADO DE SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL OHSAS 18001: 2007 QUE POSEE WEATHERFORD.....	143
F ANILLOS DE TORQUE.....	145
G PROPIEDADES DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING – LINER).....	146
H PROPIEDADES DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN (IF).....	147
I PRACTICAS RECOMENDADAS (API RP) 10B - 2.....	148

LISTA DE CUADROS

Cuadro 2.1 Especificaciones de Tamaños de liner, Tamaños de casing, diámetros internos y externos del Receptáculo de diámetro Interno (PBR).....	12
Cuadro 2.2 Especificaciones de la empacadura de tope de liner TSP.....	14
Cuadro 2.3 Especificaciones de la empacadura de tope de liner de compresión CTP.....	16
Cuadro 2.4 Especificaciones de empacadura de tope de liner activada por Compresión (CSPH)..	17
Cuadro 2.5 Especificaciones del colgador rotatorio de asentamiento Mecánico (PMR).....	20
Cuadro 2.6 Especificaciones del colgador de liner no rotatorio Premium Mecánico (PMX).....	21
Cuadro 2.7 Especificaciones del colgador de liner mecánico Series C.....	23
Cuadro 2.8 Especificaciones del colgador de Liner rotatorio Premium de asentamiento Hidráulico (PHR).....	25
Cuadro 2.9 Especificaciones del colgador de liner no rotatorio Premium de asentamiento Hidráulico (PHS).....	28
Cuadro 2.10 Especificaciones del colgador de liner Hidráulico RGH.....	31
Cuadro 2.11 Especificación del colgador de liner hidráulico Series C.....	33
Cuadro 2.12 Especificaciones del tapón limpiador de liner estándar.....	35
Cuadro 2.13 Especificaciones del tapón limpiador individual con asiento de esfera (SWP).....	37
Cuadro 2.14 Especificaciones del tapón limpiador de liner doble (DWP).....	39
Cuadro 2.15 Especificaciones del dardo de tubería de perforación.....	41
Cuadro 2.16 Especificaciones del sistema de Tapón Limpiador de Longitud Completa (FLWP).....	43
Cuadro 2.17 Especificaciones del cuello recibidor LITE.....	45
Cuadro 2.18 Especificaciones del cuello recibidor PL.....	46
Cuadro 2.19 Especificaciones del Casquete Flotante anti escombros (FJB).....	48
Cuadro 2.20 Especificaciones del activador de empacadura de tope de Liner (RPA).....	49
Cuadro 2.21 Especificaciones de la herramienta de corrida R.....	51
Cuadro 2.22 Especificaciones de la herramienta de corrida HNG.....	53
Cuadro 2.23 Especificaciones de la herramienta de corrida S.....	55
Cuadro 2.24 Especificaciones de la herramienta de corrida SSD.....	56

Cuadro 2.25	Especificaciones de la herramienta de corrida SD.....	58
Cuadro 2.26	Especificaciones de la herramienta de corrida SC.....	59
Cuadro 2.27	Especificaciones de la herramienta de corrida RRT.....	61
Cuadro 2.28	Especificaciones de la herramienta de corrida TNG.....	62
Cuadro 2.29	Especificaciones del Mandril de Sellos Recuperable (RSM).....	65
Cuadro 2.30	Especificaciones del obturador de cementación recuperable (RCP).....	66

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1. Definición de Liner.....	6
Gráfico 2.2. Liner Intermedio o Liner de Perforación.....	7
Gráfico 2.3. Liner de Producción.....	8
Gráfico 2.4. Liner Tieback.....	8
Gráfico 2.5. Liner Scab o Liner de Reparación.....	9
Gráfico 2.6. Receptáculo de diámetro interno pulido (PBR).....	11
Gráfico 2.7. Empacadura de tope de liner TSP.....	13
Gráfico 2.8. Empacadura de tope de liner de compresión (CTP).....	15
Gráfico 2.9. Empacadura de tope de liner activada por compresión (CSPH).....	17
Gráfico 2.10. Colgador de Liner Rotatorio Premium de asentamiento Mecánico (PMR).	19
Gráfico 2.11. Colgador de Liner no rotatorio Premium Mecánico (PMX).....	21
Gráfico 2.12. Colgadores de liner mecánicos series “C”	22
Gráfico 2.13. Colgador de Liner rotatorio Premium de asentamiento Hidráulico (PHR).....	25
Gráfico 2.14. Colgador de Liner no rotatorio Premium de asentamiento Hidráulico (PHS).....	28
Gráfico 2.15. Colgador de liner hidráulico RGH.....	30
Gráfico 2.16. Colgadores de liner hidráulicos series “C”.....	32
Gráfico 2.17. Función del tapón limpiador de liner.....	34
Gráfico 2.18. Tapón limpiador de liner estándar.....	35
Gráfico 2.19. Tapón Limpiador Individual con asiento de esfera (SWP).....	37
Gráfico 2.20. Tapón limpiador de liner doble (DWP).....	39
Gráfico 2.21. Alojamiento del dardo de tubería de perforación.....	40
Gráfico 2.22. Dardo de tubería de perforación (PDP).....	41
Gráfico 2.23. Sistema de dardos de longitud completa (FLWP).....	42
Gráfico 2.24. Cuello recibidor LITE.....	44
Gráfico 2.25. Cuello recibidor PL.....	46
Gráfico 2.26. Casquete flotante anti escombros (FJB).....	47
Gráfico 2.27. Activador de empacadura de tope de liner (RPA).....	49
Gráfico 2.28. Herramienta de corrida R.....	51

Gráfico 2.29. Herramienta de corrida HNG.....	53
Gráfico 2.30. Herramienta de corrida S.....	54
Gráfico 2.31. Herramienta de corrida SDD.....	56
Gráfico 2.32. Herramienta de corrida SD.....	57
Gráfico 2.33. Herramienta de corrida SC.....	59
Gráfico 2.34. Herramienta de corrida RRT.....	60
Gráfico 2.35. Herramienta de corrida TNG.....	62
Gráfico 2.36. Obturador o sello para cementación.....	63
Gráfico 2.37. Mandril de Sellos Recuperable (RSM).....	64
Gráfico 2.38. Obturador de cementación recuperable (RCP).....	66
Gráfico 2.39. Cuerpo del Colgador de liner Expandible TruForm.....	70
Gráfico 2.40. Receptáculo de diámetro interno pulido (PBR).....	71
Gráfico 2.41. Cuerpo del colgador TruForm.....	72
Gráfico 2.42. Running Sub.....	73
Gráfico 2.43. Adaptador Sub.....	73
Gráfico 2.44. Insertos de carburo de tungsteno del colgador TruForm.....	77
Gráfico 2.45. Elementos empaquetadores elastoméricos del TruForm.....	78
Gráfico 2.46. Envoltorio de desempeño del colgador Expandible TruForm.....	80
Gráfico 2.47. Consistómetro Presurizado.....	82
Gráfico 2.48. Clasificación del cemento por densidad de lechada.....	83
Gráfico 2.49. Balanza presurizada para densidad de fluido.....	84
Gráfico 2.50. Tensión de corte vs Velocidad de corte (Modelo Newtoniano).....	85
Gráfico 2.51. Tensión de corte vs Velocidad de corte (Modelo Plástico de Bingham).....	86
Gráfico 2.52. Tensión de corte vs Velocidad de corte (Modelo Ley de Potencia).....	87
Gráfico 2.53. Regímenes de Flujo Fluido Newtoniano (izq.) - Fluido No newtoniano (der).....	88
Gráfico 2.54. Tipos de Regímenes de Flujo.....	89
Gráfico 2.55. Pérdida por filtrado en una cementación.....	90
Gráfico 2.56. Separación de Agua (Fluido) Libre.....	91
Gráfico 2.57. Unidad móvil PSM.....	93
Gráfico 2.58. Camión Bulk.....	94
Gráfico 2.59. Zapata flotadora – Float Shoe.....	95

Gráfico 2.60. Collar o cuello Flotador – Float collar.....	95
Gráfico 2.61. Centralizador.....	96
Gráfico 2.62. Decisiones para la selección de centralizadores en operaciones de liner.....	96
Gráfico 2.63. Incompatibilidad de Fluidos (lodo de perforación – lechada de cemento).....	98
Gráfico 2.64. Programa de Calidad, Salud, Seguridad, Protección y Medio Ambiente (QHSSE) 8 Joyas o “GEMS”	99
Gráfico 2.65. Casco para personal en entrenamiento.....	101
Gráfico 2.66. Casco para personal experimentado.....	102
Gráfico 2.67. Gafas de seguridad.....	102
Gráfico 2.68. Equipo de protección auditivo.....	103
Gráfico 2.69. Overol para el personal de colgadores de liner.....	103
Gráfico 2.70. Guantes de Algodón con pupos de Neopreno.....	104
Gráfico 2.71. Botas de seguridad puntas de acero.....	104
Gráfico 2.72. Colgador de liner convencional (a) – Colgador de liner expandible (b).....	109
Gráfico 2.73. Anatomía de colgador de liner Hidráulico.....	109
Gráfico 2.74. Anatomía de colgador de liner Mecánico.....	110
Gráfico 2.75. Anatomía de colgador de liner expandible TruForm.....	111
Gráfico 2.76. Volumen o Capacidad Anular.....	114
Gráfico 2.77. Doble bisel para ingreso de herramientas a través del tope de liner (PBR).....	119
Gráfico 2.78. Dardo de tubería de perforación siendo Recuperado.....	121
Gráfico 2.79. Estado mecánico general de daños del PDP luego de ser recuperado.....	121
Gráfico 2.80. Desgaste de gomas y parte metálica del dardo de tubería de perforación.....	122
Gráfico 2.81. Daño presentado como resultado de golpes con tool joints.....	123
Gráfico 2.82. Rotura y lavado de las gomas del dardo de tubería de perforación.....	123
Gráfico 2.83. Esfera o canica.....	124
Gráfico 2.84. Evento de como la esfera estuvo y por lo que no llego a su asiento.....	124
Gráfico 2.85. Evidencia de que la esfera estuvo asentada sobre el dardo de tubería de perforación.....	125
Gráfico 2.86. Colgador de liner expandible TruForm empleado en pozo Secoya 40D.....	127
Gráfico 2.87. Colgador de liner expandible TruForm corrido en Drago Norte 17D.....	129

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

Análisis técnico comparativo del uso de Sistemas de Colgadores de liner Convencionales y Colgadores de liner Expandibles para optimizar la completación de Pozos.

Autor: Gino Andrés Cojitambo

Tutor: Ing. Carlos Rodríguez

Fecha: Febrero 2013

RESUMEN DOCUMENTAL

OBJETIVO GENERAL: Analizar que el empleo de tecnología tubular expandible aplicada a sistemas de colgadores de liner, ayuda a mejorar las operaciones de asentamiento del colgador, corrida, cementación del liner y como resultado global lograr una exitosa instalación del liner. **PROBLEMA:** La ausencia de posibilidad de reciprocación que poseen los diseños de sistemas de colgadores de liner convencionales dentro de la operación de cementación. **HIPÓTESIS:** El uso de sistemas de Colgadores de Liner Expandibles permitirá mejorar la operación de cementación del liner y optimizará la posterior Completación del Pozo. **MARCO TEÓRICO:** El liner es una sarta de tubería de revestimiento con la particular característica de que el tope o extremo superior está localizado bajo la superficie. Y el cual se cuelga del interior del revestimiento anteriormente instalado a una longitud prudencial por encima del zapato de este revestimiento, por medio de un equipo llamado colgador de liner (liner hanger) los cuales a su vez pueden ser convencionales o expandibles, teniendo estos últimos como característica particular la ventaja de poder reciprocarse el liner a más de la rotación durante las operaciones de cementación con el objeto de mejorarla y como resultado optimizar la posterior completación del pozo. **MARCO METODOLÓGICO:** Análisis de resultados exitosos de la aplicación de colgadores de liner expandibles 7" x 9 5/8" en 2 pozos del Oriente Ecuatoriano pertenecientes a EP PETROECUADOR. **CONCLUSIÓN GENERAL:** El diseño del sistema de colgador de liner expandible posee mayores bondades sobre los sistemas de colgadores convencionales tanto en simplicidad mecánica del colgador como también al momento de las operaciones de cementación ya que este primero se cementa y luego se asienta permitiendo así los movimientos de reciprocación como rotación para mejorar la cementación del revestidor (liner) y como resultado global una optimización de la posterior completación que se haya diseñado para el pozo. **RECOMENDACIÓN GENERAL:** Estar siempre pendiente de que ningún objeto caiga durante las operaciones de instalación y asentamiento del liner para evitar problemas y por ende la existencia de Tiempos No Productivos para la empresa operadora del campo.

DESCRIPTORES:

SISTEMAS DE COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES.
SISTEMA DE COLGADOR DE LINER EXPANDIBLE.
CEMENTACIÓN DE LINER.
REOLOGÍA.
ZAPATO FLOTADOR.

CATEGORÍAS TEMÁTICAS: <CP-INGENIERÍA DE PETRÓLEOS><CP- COMPLETACIÓN DE POZOS><CS-COLGADOR DE LINER EXPANDIBLE TruForm>

ABSTRACT.

MAIN GOAL: Analyze the use of expandable tubular technology applied to liner hanger systems, helps improve the hanger setting operations, running, cementing the liner and overall results achieved a successful installation of the liner. **PROBLEM:** The lack of opportunity for reciprocation who own designs systems conventional liner hangers inside the cementing operation. **HYPOTHESIS:** The use of systems Expandable Liner Hangers will improve liner cementing operation and optimize the Well Completion. **THEORY:** The liner is a string of casing with the special feature that the top or upper end is located below the surface. And which is hung inside the casing previously installed one above the reasonable length of the casing shoe, through an equipment called liner hanger (liner hanger) which in turn may be conventional or expandable latter having special characteristic of being able to reciprocate the advantage over the liner rotation during cementing operations in order to improve and optimize the subsequent result of the well completion. **METHODOLOGICAL FRAMEWORK:** Performance successful application of expandable liner hanger 7 "x 9 5/8" in 2 wells belonging to the Ecuadorian Oriente EP PETROECUADOR. **GENERAL CONCLUSION:** The design of the expandable liner hanger system has major advantages over conventional liner hangers systems, hanger mechanical simplicity also when cementing operations as this is cemented first and then settles allowing movements of reciprocation and rotation to improve cementing casing (liner) and as a result overall optimization of the subsequent completion has been designed for the well. **GENERAL ADVICE:** Always check for any objects to fall during installation and setting operations of the liner to avoid problems and thus the existence of Non-Productive Time for the operator of the field.

KEYWORDS:

CONVENTIONAL LINER HANGERS SYSTEMS.
EXPANDABLE LINER HANGER SYSTEM.
LINER CEMENTING.
RHEOLOGY.
FLOAT SHOE.

THEMATIC CATEGORIES: <CP-PETROLEUM ENGINEERING><CP- WELL COMPLETION><CS-EXPANDABLE LINER HANGER TruForm>

INTRODUCCIÓN

En el Capítulo I se presenta el planteamiento del problema, la descripción del problema, Objetivo General y Específicos así como la justificación del por qué se desarrolló el presente análisis.

En el Capítulo II de este trabajo de tesis se expone todo lo referente a la parte teórica de Liners, los sistemas de colgadores de Liner que pueden ser corridos en un pozo como son los convencionales y expandibles estos últimos como aplicación de la tecnología tubular expandible a la que también se hace referencia con una pequeña introducción, Características y beneficios de estos, criterios de selección, clasificación de las herramientas, equipos y accesorios utilizados en la corrida y cementación de un Liner y Procedimientos operacionales de los mismos, etc. Así como también la política de Calidad, Salud, Seguridad, Protección y Medio Ambiente (QHSSE) que se emplea en las operaciones de Liners Hangers de WEATHERFORD.

En Capítulo III se analiza el diseño metodológico del presente análisis, que tipo de estudio abarca este proyecto, recolección de datos o información técnica y el respectivo análisis e interpretación de los resultados.

En el Capítulo IV se presenta el análisis técnico, la secuencia operacional para el asentamiento tanto de sistemas de colgadores de liner convencional como expandible, resultados reales de operaciones de la instalación de colgadores de liner expandibles así como un caso práctico real de problemas suscitados en el asentamiento de un colgador de liner expandible y las posibles causas que dieron origen a estos problemas.

El Capítulo V hace referencia a las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo de tesis.

El Capítulo VI hace referencia a la bibliografía: consultada y la webgrafía que dan soporte a la investigación para la realización del presente trabajo.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. ENUNCIADO DEL PROBLEMA

¿El uso de tecnología expandible en sistemas de Colgadores de Liner Optimizará la Completación de Pozos?

1.2. ENUNCIADO DEL TEMA

Análisis técnico comparativo del uso de sistemas de colgadores de liner convencionales y colgadores de liner expandibles para optimizar la completación de pozos.

1.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El mundo evoluciona constantemente con los avances tecnológicos y con estos la industria petrolera también lo hace continuamente en cada una de sus áreas, se producen mejoras ya sea en herramientas, equipos o software que serán utilizados en pro del perfeccionamiento y optimización de las actividades requeridas.

Este análisis se centrará en el estudio de la tecnología tubular expandible aplicada a los sistemas de colgadores de Liner, realizando para esto un análisis técnico comparativo con los sistemas de colgadores de liner convencionales y así poder determinar la mejor alternativa dentro de las operaciones de instalación y cementación de tubería de revestimiento corta o liner y poder evitar problemas tales como: Existencia de Tiempos No Productivos (NPT), o problemas dentro de la etapa de cementación, llegando así a optimizar la inmediata completación del pozo.

1.4. HIPÓTESIS

El uso de sistemas de Colgadores de Liner Expandibles permitirá mejorar la operación de cementación del liner y optimizará la posterior Completación del Pozo.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1.Objetivo General

Analizar que el empleo de tecnología tubular expandible aplicada al diseño de sistemas de colgadores de liner, ayuda a mejorar las operaciones de asentamiento del colgador, corrida y cementación del liner.

1.5.2.Objetivos Específicos

- (a) Determinar qué factores se debe tener en consideración al momento de diseñar un sistema de colgador de Liner convencional y colgador de liner expandible.
- (b) Describir las funciones de los equipos y herramientas utilizadas en las operaciones de instalación de liners, empleando sistemas de colgadores convencionales y colgadores expandibles.
- (c) Presentar las características que brinda el diseño de un sistema de colgador de liner expandible durante las operaciones de cementación.
- (d) Explicar la curva o envolvente de desempeño que posee el cuerpo del colgador de liner expandible TruForm.
- (e) Visualizar la anatomía o configuración mecánica de los colgadores de liner convencionales (mecánico, hidráulico) y colgador expandible para extraer las respectivas conclusiones.
- (f) Exponer resultados de casos reales exitosos de la instalación de sistemas de colgadores de liner expandibles en 2 pozos del oriente ecuatoriano.
- (g) Determinar y Explicar las causas que pudieron dar origen a los inconvenientes presentados en la instalación de un sistema de colgador de liner expandible en un pozo del oriente ecuatoriano.
- (h) Presentar las conclusiones y recomendaciones del análisis a la empresa auspiciante del presente proyecto así como también a estudiantes de la rama y personas afines al sector petrolero como una guía de referencia técnica sobre los sistemas de colgadores de liner expandibles.

1.6. JUSTIFICACIÓN

Como una opción para incrementar la producción de petróleo por parte de las empresas operadoras es la de perforar nuevos pozos. Etapa en la cual suelen intervenir numerosas disciplinas

(perforación, registros, fluidos de perforación, cementación, corrida de casing, asentamiento de colgador de liner, cañoneo, completación del pozo), siendo una de las más importantes a considerarse la de instalación y cementación del liner de producción ya que de esta zona es la que se va a tener réditos futuros con la producción del hidrocarburo, por lo que esta debe ser ejecutada de la mejor manera posible ya sea dentro de la operación de asentamiento del colgador de liner o de la instalación y cementación del mismo para la posterior operación de completar el pozo con el diseño que se haya programado.

Por lo que con el uso de sistemas de colgadores de liner expandibles a más de que no tienen partes móviles (cuñas, conos) en relación a los sistemas de colgadores convencionales, presentan una característica bastante útil para ayudar a mejorar la operación de cementación, la cual es que se puede tener acción recíproca del liner para una mejor remoción de la costra de lodo de las paredes del pozo, un mejor desplazamiento de la lechada y por ende lograr un trabajo de cementación bueno.

Además se justifica este análisis porque es un aporte teórico, real donde se ha incluido un caso de cierto inconveniente ocurrido durante una operación de asentamiento o expansión del colgador de liner bastante especial debido a que no es muy común se suscite este tipo de casos y que por lo tanto podrá servir como una importante referencia técnica.

1.7. FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD

Factibilidad. El presente proyecto o análisis es factible llevar a cabo ya que cuenta con el apoyo técnico de la línea de la empresa auspiciante para realizarlo de una manera adecuada. También porque cuenta con el talento humano, con recursos bibliográficos suficientes y finalmente con los recursos económicos del investigador para realizar este proyecto.

Accesibilidad: El presente proyecto es accesible debido a la total apertura por parte del Gerente de la Línea de Well Completions Technologies y Liner Hangers de WEATHERFORD SOUTH AMERICA para recopilar la información técnica necesaria para el desarrollo del mismo, teniendo previsto una duración de 7 meses para su culminación.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2. MARCO TEÓRICO

2.1. MARCO INSTITUCIONAL

MISIÓN DE WEATHERFORD

La prestación de servicios a las compañías operadoras y de servicios del sector de la industria del petróleo y gas, cuyo liderazgo será evaluado por sus clientes internos y externos por su calidad de servicios, eficiencia de sus procesos, el profesionalismo de sus empleados, el respeto al medio ambiente y comunidad bajo un esquema de compromiso y mejoramiento continuo.

VISIÓN DE WEATHERFORD

Ser la compañía líder en la prestación de servicios del sector de la industria del petróleo y gas en el país a través de servicios de instalación e intervención en el pozo, alquiler de herramientas, servicios de fabricación y reparación de herramientas en el taller, servicios de perforaciones y registros de pozos, servicios y ventas para completaciones y levantamiento artificial.

2.2. MARCO LEGAL

Weatherford South America L.L.C es una compañía legalmente domiciliada bajo las leyes de la República del Ecuador, representada por el Señor José Villalobos, en su calidad de apoderado especial.

2.3. MARCO ÉTICO

El presente análisis no va a afectar los intereses de la compañía ni de los autores de estudios similares y menor aún al medio ambiente.

2.4. MARCO REFERENCIAL

2.5. INTRODUCCIÓN A LOS TIPOS DE LINER DE ACUERDO A SUS APLICACIONES.

2.5.1.Introducción.

El liner es una sarta de tubería de revestimiento la cual cumple con todas las funciones de un casing, con la particular característica de que el tope o extremo superior está localizado bajo la superficie. Y el cual se cuelga del interior del revestimiento anteriormente instalado a una longitud prudencial por encima del zapato de este revestimiento (ver Gráfico 2.1), por medio de un equipo llamado colgador de liner (liner hanger).

Para pozos profundos de 10000 pies o más, se incluirán uno o más tamaños de liner, debido a la dificultad en diseñar un programa de tubería de revestimiento, pero principalmente se los corre por razones económicas.

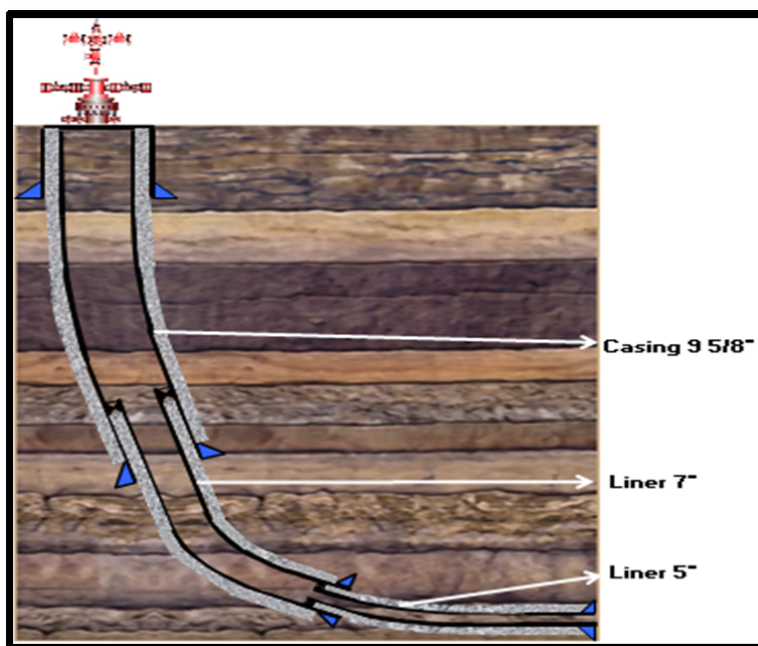


Gráfico 2.1; Definición de Liner.

Fuente: Gino Andrés Cojitambo.

El liner generalmente se corre en el pozo con la sarta de trabajo (drill pipe) existente en la locación, hasta la profundidad requerida, se asienta el colgador y se cementa el liner o tubería de revestimiento corta.

La velocidad de corrida del liner debe ser controlada, para prevenir altas presiones que pueda incrementar la presión en contra de la formación a tal punto de inducir pérdidas de circulación o provocar fracturas.

2.5.2. Tipos de Liner, Aplicaciones y Descripción.

A continuación se presentan los distintos tipos de Liner de acuerdo a las diversas aplicaciones.

2.5.2.1. Liner Intermedio o Liner de Perforación.

Un liner intermedio se utiliza para permitir operaciones de perforación más profundas, aislando zonas de pérdida de circulación, intervalos altamente presurizados o zonas de derrumbe.

Estos liner son casi siempre cementados para aislar las formaciones que están detrás de estos liners de los fluidos del pozo y suelen ser colocados luego de un casing intermedio, (ver Gráfico 2.2).

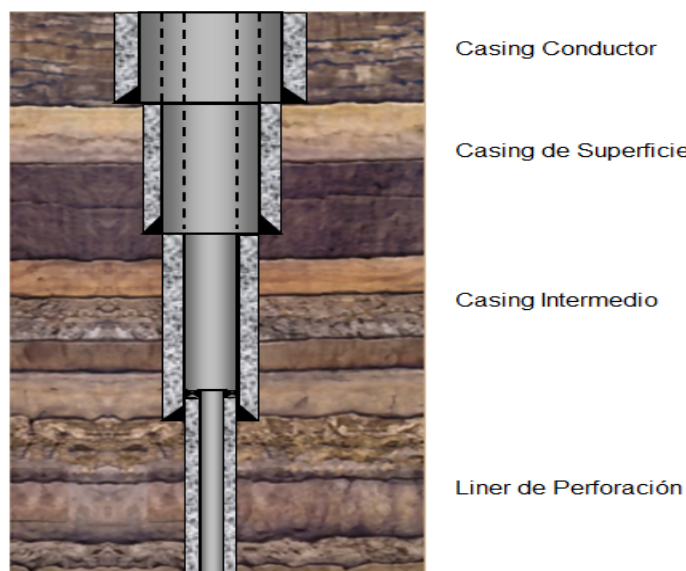


Gráfico 2.2; Liner Intermedio o Liner de Perforación.

Fuente: Gino Andrés Cojitambo.

2.5.2.2. Liner de Producción

Son usados para colgar revestimiento de producción. Dependiendo de la configuración final del pozo y de cualquier requerimiento de estimulación o completación, estos liners probablemente estarán expuestos a mayores cargas y durante períodos de tiempo más largos que cualquier otro tipo de liner.

Los liners de producción deberán ser compatibles con los equipos de terminación tales como empacaduras de completación. Deben ser capaces de soportar cargas adicionales como resultado de operaciones de completación (terminación) y mejoramiento de producción (trabajos de fracturamiento). Estos también deben ser compatibles con todos los fluidos y gases a los que van a estar expuestos, incluyendo fluidos de matado, ácidos, Sulfuro de Hidrógeno (H_2S) y Dióxido de Carbono (CO_2).

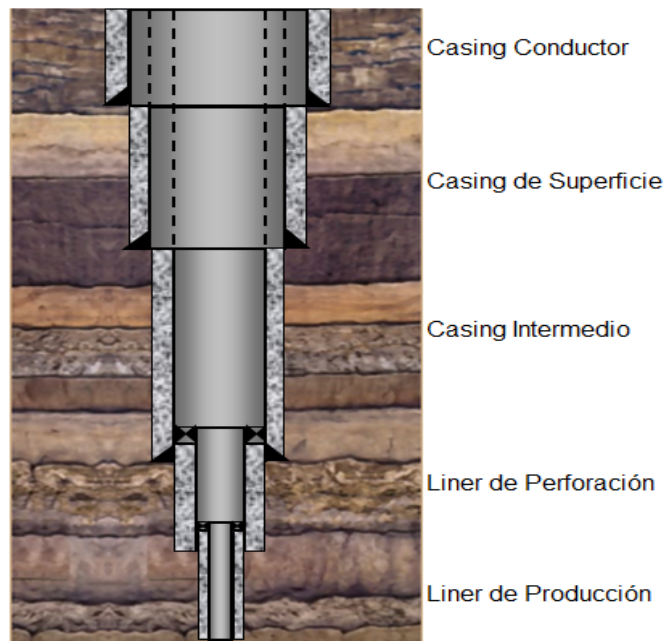


Gráfico 2.3; Liner de Producción.

Fuente: Gino Andrés Cojitambo.

2.5.2.3. Liner Tieback

Su función es la de proporcionar una característica en la integridad de presión adicional desde el tope del liner al cabezal del pozo, por lo que sólo para este caso la definición de liner no se ajusta.

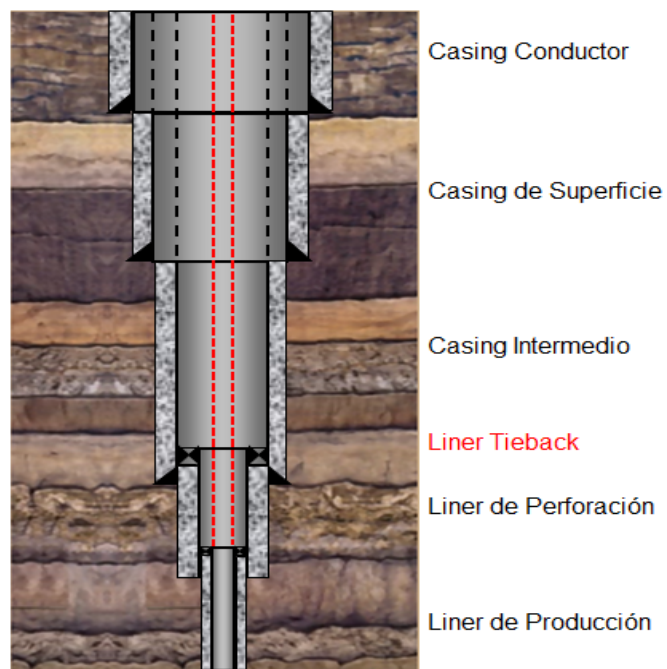


Gráfico 2.4; Liner Tieback.

Fuente: Gino Andrés Cojitambo.

2.5.2.4. Liner Scab o Liner de reparación.

Es una sección corta de tubería de revestimiento de menor diámetro que el diámetro interno del casing instalado. El cual es empleado para reparar o aislar alguna zona de revestimiento dañada, con roturas o agujeros. Se lo asienta en un punto por encima de la zona dañada del revestidor hasta otro punto más abajo de la parte afectada. Puede ser sellado con empacaduras por la parte superior e inferior.

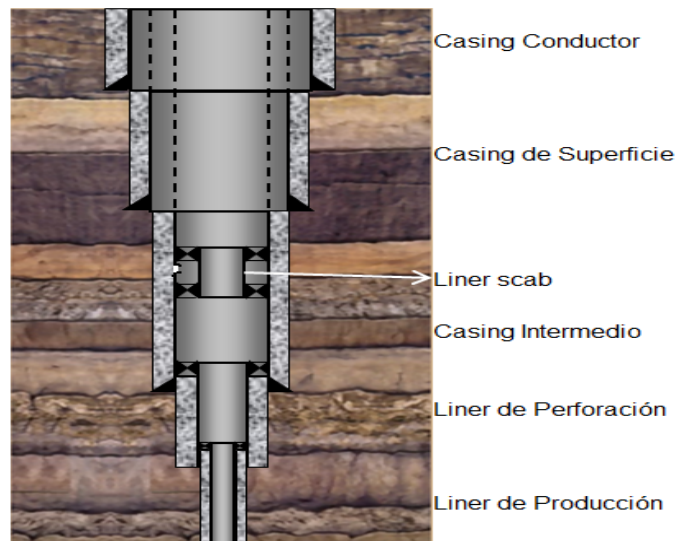


Gráfico 2.5; Liner Scab o Liner de reparación.

Fuente: Gino Andrés Cojitambo.

2.5.3. Razones y Funciones del uso de Liner

Los liners se emplean por diferentes razones.

- El principal motivo o razón de su uso se debe a factores económicos que pueden impedir que se corra una sarta de tubería de revestimiento desde la superficie hasta el fondo, sino desde una distancia prudencial por encima de la última zapata de la tubería de revestimiento hasta el fondo teniendo como beneficio un considerable ahorro de dinero y de tiempo.
- Otra razón por la cual se emplea el Liner es para casos de pozos profundos en los que el taladro no puede levantar grandes sartas de casing, como si lo puede hacer con el liner.
- Como función para reparar casing intermedio dañado o corroído.
- Reducir el peso de toda la tubería de revestimiento suspendida del cabezal de Pozo.
- Ahorro en costos de cementación.

- Aislar o cubrir zonas de: Alta presión, Pérdidas de Circulación, Arcillas o Formaciones Plásticas, Zonas de Sal.

2.6. SISTEMAS DE COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES Y EXPANDIBLES.

Un sistema de colgador de liner puede definirse o entenderse como todos aquellos equipos (venta) y herramientas (renta o alquiler) que se utilizan para asentar el colgador y correr el liner dentro de un pozo petrolero.

Considerándose como equipos a aquellos elementos que se los corren y se quedan instalados en el pozo, es decir son parte permanente de la construcción del pozo, como por ejemplo el receptáculo de diámetro interno pulido, el colgador de liner, empacadura de tope de liner (si aplica), etc.

Y a las herramientas, a los elementos que permiten fijar el colgador y bajar el liner al pozo, es decir son activos fijos de la empresa y que necesitan ser recuperados, para posteriores instalaciones, como por ejemplo: el activador de empacadura (si aplica), el casquete equilibrado antiescombros, el obturador de cementación recuperable, etc.

2.6.1. Componentes de un Sistema de Colgador de Liner Convencional y sus Características, Beneficios y Aplicaciones

Un sistema típico de colgador de liner convencional involucra a los siguientes componentes.

- EQUIPOS.
 - Receptáculo de Diámetro Interno Pulido (PBR).
 - Empacadura de Tope de liner.
 - Colgador de Liner Convencional Mecánico o Hidráulico.
 - Sistema de desplazamiento de cemento:
(Dardo de tubería de perforación, Tapón limpiador de liner, cuello recibidor)
 - Equipo de Flotación (Collar Flotador, Zapato Flotador).
- HERRAMIENTAS.
 - Casquete Flotante Anti escombros.
 - Activador de Empacadura de tope de liner.
 - Herramienta de corrida.
 - Obturador de cementación recuperable.

2.6.1.1. Receptáculo de Diámetro Interno Pulido (PBR).

El PBR sirve como un receptáculo de enlace del liner que está siendo corrido y también como camisa de asentamiento cuando una empacadura de liner activada por compresión se corre

integrada al conjunto del colgador de liner. El PBR de Weatherford está diseñado para soportar rangos máximos de presión y para que resista a la corrosión. Presentándose las distintas especificaciones del mismo en el cuadro 2.1. Tomado de: Liner Hangers Textbook Weatherford.

➤ Características.

- a) Su extremo superior es doblemente biselado para facilitar la reentrada de las herramientas de completación al tope del liner, minimizando el riesgo de que esta no ingrese en el tope del liner y el tiempo no productivo
- b) Diámetro interno pulido que garantiza un sello confiable.
- c) Disponible en longitudes desde 10 pies a 30 pies.

➤ Beneficios.

- a) Permite al liner ser enlazado o extendido hoyo arriba con buena integridad de Presión.
- b) Ayuda a proteger el conjunto de herramientas de corrida de los detritos mientras el liner es bajado.
- c) Proporciona una guía para el ingreso de herramientas o equipos al tope del liner como los equipos de completación para la producción del pozo.

➤ Aplicación.

- a) Utilizado donde una empacadura integral de liner de asentamiento por compresión es corrida y/o donde este puede ser necesario para enlazar el liner.

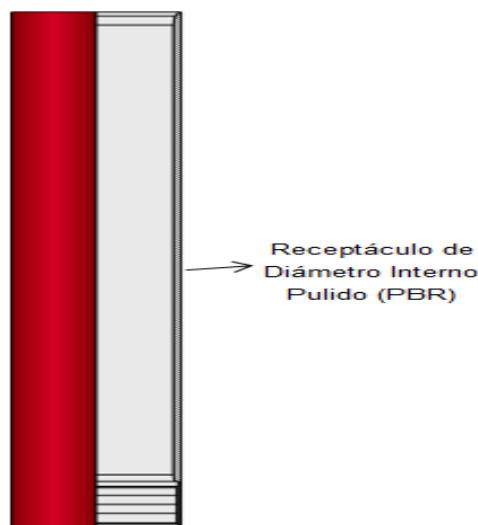


Gráfico 2.6; Receptáculo de Diámetro Interno Pulido (PBR).

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

Cuadro 2.1, Especificaciones de Tamaños de liner, Tamaños de casing, diámetros internos y externos del Receptáculo de Diámetro Interno Pulido (PBR).

Tamaño de Liner in/mm	Tamaño de Casing in, lb/ft	ID in/mm	OD in/mm
5 127	7 (20 - 35 #)	5.25 133.4	5.78 146.8
5 127	7 (38 - 41 #)	5.125 130.2	5.625 142.9
5 127	7.625 (24 - 39 #)	5.25 133.4	6.375 161.9
5.5 139.7	7.625 (29.7 - 39 #)	5.75 146.1	6.39 162.3
7 177.8	9.625 (36 - 53.5 #)	7.181 182.4	8.29 210.6
7 177.8	9.625 (36 - 53.5 #)	7.5 190.5	8.29 210.6
7.625 193.7	9.625 (36 - 53.5 #)	7.75 196.9	8.29 210.6
7.625 193.7	10.75 (55.5 - 60.7 #)	7.846 199.3	9.055 230
9.625 244.5	11.75 (65.5 - 66.7 #)	9.659 245.3	10.265 260.7
9.625 244.5	13.375 (68 - 72 #)	10.629 270	11.772 299

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

2.6.1.2. Empacaduras de tope de Liner.

Las empacaduras de tope de liner son usadas por varias razones, siendo una de estas, la creación de un sello de goma en el tope de liner, de forma que permita aislar el tope del liner después de que el colgador es asentado y que las operaciones de cementación han sido terminadas.

Y otras funciones como son el:

- Aislamiento de fluidos de la formación mientras se fragua el cemento, ayudando a detener posible migración de gas.
- Aislamiento de las presiones de tratamiento por debajo del tope de liner durante trabajos de fracturación o acidificación.

Presentándose a continuación diversos tipos de empacaduras de tope de liner de Weatherford.

➤ Empacadura de tope de liner (TSP).

Esta empacadura de tope de liner utiliza un mandril de una pieza y posee un mecanismo de seguridad para evitar el asentamiento prematuro de la misma. El extremo superior de la empacadura incorpora el perfil de corrida y un mecanismo de embrague de alto torque, que le permitirá al operador perforar durante la bajada para alcanzar una profundidad deseada de asentamiento o para rotar el liner después del asentamiento. El elemento de empaque es asegurado en la posición de asentamiento por un conjunto de cuñas externas de agarre inferior y anillos de seguridad internos asegurando que el elemento de empaque permanezca energizado después del asentamiento. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.2.

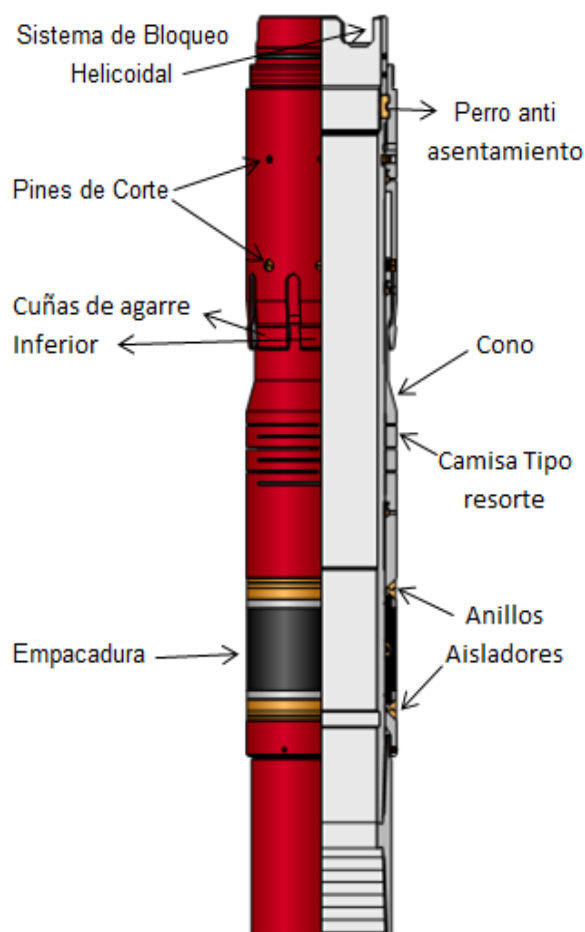


Gráfico 2.7; Empacadura de tope de liner TSP.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

➤ Características.

- a) La mayoría de los tamaños posee un perfil integral para el obturador de cementación.
- b) Posee conexiones Premium estándar.

➤ Beneficios.

- a) Sistema de elemento empaquetador extremadamente resistente a cualquier efecto de pistoneo.
- b) Proporciona una alternativa de bajo costo, a las costosas cementaciones remediales en el tope de liner.

➤ Aplicación.

- a) Bastante útil en cualquier trabajo de corrida de liner donde se requiera aislar el espacio anular existente entre el diámetro externo del liner y el diámetro interno del casing de asentamiento.
- Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

Cuadro 2.2, Especificaciones de la empaadura de tope de liner TSP.

Tamaño de Liner in/mm	Peso de Liner lb/ft	Tamaño de casing in/mm	Peso de Casing lb/ft	Empacadura ID in/mm	Empacadura OD in/mm
5 127	15	7 177.8	29 - 32	4.33 110	5.91 150.1
5 127	18	7 177.8	23 - 26	4.19 106.4	5.99 152.1
5.5 139.7	20	7.625 193.7	33.7- 39	4.67 118.6	6.42 163.1
7 177.8	23 - 26	9.625 244.5	40 - 43.5	6.26 159	8.5 215.9
7 177.8	29 - 32	9.625 244.5	40 - 43.5	6.1 154.9	8.5 215.9
7 177.8	35 - 38	9.625 244.5	47 - 53.5	5.92 150.4	8.29 210.6
7 177.8	29	10.75 273.1	55.5 - 65.7	6.1 154.9	9.29 236
7.625 193.7	26.4	9.625 244.5	40 - 43.5	6.87 174.5	8.57 217.7
7.625 193.7	29.7 - 33.7	9.625 244.5	40 - 43.5	6.77 172	8.57 217.7
9.625 244.5	40	11.75 298.5	65 - 66.7	8.71 221.2	10.46 265.7
9.625 244.5	53.5	11.75 298.5	65 - 66.7	8.59 218.2	10.46 265.7

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Empacadura de tope de liner de Compresión (CTP).

Esta empacadura posee un sistema de elemento de deflexión probado en campo capaz de crear un sello bajo las más rigurosas condiciones de operación. El CTP puede ser activado mecánicamente o hidráulicamente, y es compatible con todos los colgadores de liner de Weatherford. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.3.

➤ Características.

- a) Diseño sin O-ring elimina potenciales vías de fuga en la sarta de liner.
- b) Anclajes de bloqueo de los componentes externos al casing para proporcionar un alto desempeño de la empacadura.

➤ Beneficios.

- a) El diseño de pin inferior permite que el CTP sea emparejado con algunos de los colgadores de liner estándar de Weatherford.

➤ Aplicación.

- a) El CTP es a menudo utilizado como una empacadura de aislamiento sobre mallas o liners ranurados. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

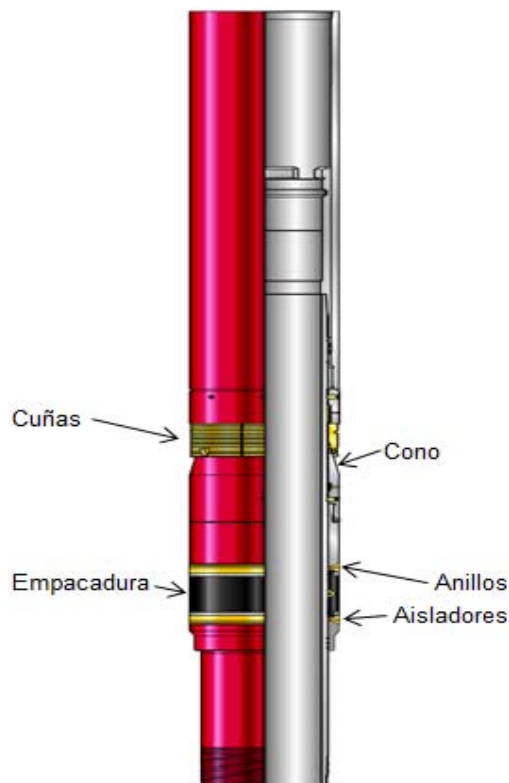


Gráfico 2.8; Empacadura de tope de liner de compresión (CTP).

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

Cuadro 2.3, Especificaciones de la empacadura de tope de liner de compresión (CTP).

Tamaño de Liner in/mm	Peso de Liner lb/ft	Tamaño de Casing in/mm	Peso del Casing lb/ft	Empacadura ID in/mm	Empacadura OD in/mm	Max Presión Diferencial psi/Mpa
5 127	como se especifique	7 177.8	23 - 32	como se especifique	5.875 149.2	10 68.9
5.5 139.7	como se especifique	8.625 219.1	32 - 40	como se especifique	7.5 190.5	10 68.9
7 177.8	como se especifique	9.625 244.5	32.3 - 43.5	como se especifique	8.5 215.9	10 68.9
7 177.8	como se especifique	9.625 244.5	43.5 - 53.5	como se especifique	8.25 209.6	10 68.9

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Empacadura de tope de liner activada por Compresión (CSPH).

Esta es una empacadura de tope de liner que se activa por compresión, el CSPH posee múltiples elementos empaquetadores de caucho con anillos anti estiramiento para proteger el elemento durante la corrida. Puede ser asentado en cualquier momento durante la cementación levantando la herramienta de asentamiento y enganchando el tope de la camisa de enlace tie back con el activador de empacadura. La compresión de los elementos empaquetadores requiere un mínimo de 20000 lbs de fuerza para un desempeño nominal de la presión.

Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.4.

➤ Características.

- a) Posee cuñas de agarre inferior para impedir que el liner se mueva hacia abajo en el pozo.
- b) Anillos internos mantienen el elemento energizado después de que la empacadura es asentada.

➤ Beneficios.

- a) Posee un diseño que permite correrlo con una variedad de herramientas de corrida.
- b) Requiere la aplicación de pesos extremadamente bajos para una activación adecuada.

➤ Aplicación.

- a) Bastante útil en cualquier trabajo de corrida de liner donde sea necesario aislar el espacio anular existente entre el diámetro externo del liner y el diámetro interno del casing de asentamiento.

Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

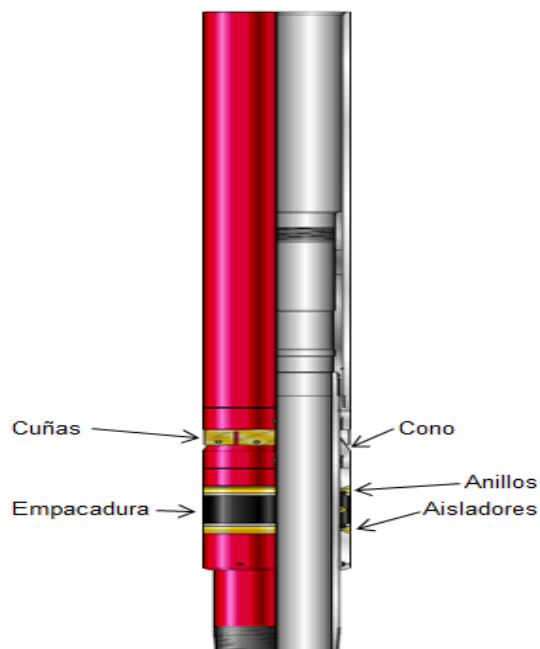


Gráfico 2.9; Empacadura de tope de liner activada por Compresión (CSPH).

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

Cuadro 2.4, Especificaciones de la empacadura de tope de liner activada por compresión (CSPH).

Tamaño de Liner in/mm	Peso de Liner lb/ft	Tamaño de Casing in/mm	Peso del Casing lb/ft	Empacadura ID in/mm	Empacadura OD in/mm
5 127	18	7 177.8	20 - 26	4.276 108.6	5.94 150.8
			26 - 32	4.276 108.6	5.81 147.6
5.5 139.7	17	7 177.8	20 - 26	4.892 124.3	6.06 154
5.5 139.7	17	7.625 193.7	26.4 - 29.7	4.892 124.3	6.69 169.9
			33.7 - 39	4.892 124.3	6.31 160.3
7 177.8	29	9.625 244.5	43.5 - 53.5	6.184 157.1	8.25 209.6
	32			6.094 154.8	8.25 209.6
7.625 193.7	39	9.625 244.5	53.5	6.625 168.3	8.25 209.6

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

2.6.1.3. Colgadores de Liner Convencionales Mecánicos e Hidráulicos y Proceso de Selección.

El colgador de liner (liner hanger) es el equipo que sirve para suspender el liner. El colgador tiene un conjunto de cuñas que se pueden activar ya sea por acción mecánica o hidráulicamente. Las mismas que son trabadas hacia afuera contra la pared interior del casing anteriormente instalado a una distancia considerable por encima del zapato de este. Los colgadores que se activan mecánicamente se colocan haciendo girar la sarta de trabajo para desenganchar el mecanismo de la ranura J, permitiendo que las cuñas calcen afuera desde el cono hasta la tubería de revestimiento anteriormente colocada. Un colgador activado hidráulicamente se asienta mediante la creación de suficiente presión hidráulica adentro del mecanismo del colgador de forma que rompa unos pines de corte y permita sacar las cuñas hacia arriba contra el cono hasta trabarse en la tubería de revestimiento.

2.6.1.3.1. Colgadores de Liner Mecánicos.

Un colgador de Liner mecánico es activado por el movimiento o manipulación de la sarta de trabajo. Siendo el mecanismo de ranura tipo “J” la característica más sencilla que tiene este tipo de colgadores para su activación. Este diseño es fácil de operar y confiable para asentar el colgador de liner. Se recoge y se lo gira en la dirección de asentamiento (usualmente a la derecha); entonces peso es aplicado sobre el colgador para poder asentarlo. La principal ventaja de los colgadores de liner mecánicos sobre los modelos de colgadores hidráulicos, es la ausencia de un puerto en el cuerpo del colgador para transmitir la presión que permita su activación.

Presentándose a continuación los distintos tipos de colgadores de liner mecánicos de Weatherford.

➤ Colgador de Liner Rotatorio Premium de Asentamiento Mecánico (PMR).

El PMR es uno de los colgadores de liner de asentamiento mecánico Premium rotatorio. El colgador de liner PMR utiliza un mandril continuo con características de construcción no soldadas. El diseño de cuñas nitruadas permite una penetración fiable hasta un grado de casing Q -125. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.5. Tomado de: Liner Hangers Textbook Weatherford.

➤ Características.

- a) Posee rosca o conexiones Premium estándar.
- b) Posee amplias áreas de flujo en las cuñas cuando se activan y desactivan.
- c) Mandril de una pieza sólida para evitar potenciales vías de fugas.

d) Diseño robusto le permite buena protección de las cuñas.

e) Cojinetes para rotación.

➤ Beneficios.

a) Posee una característica auto re-enganchable para engancharse al colgador con facilidad, si es requerido.

b) Permite rotación durante las operaciones de limpieza o cementación.

➤ Aplicación.

a) Puede ser utilizado cuando se va a correr liner en pozos relativamente verticales, y cuando la rotación del liner es necesaria durante las operaciones de limpieza y cementación.

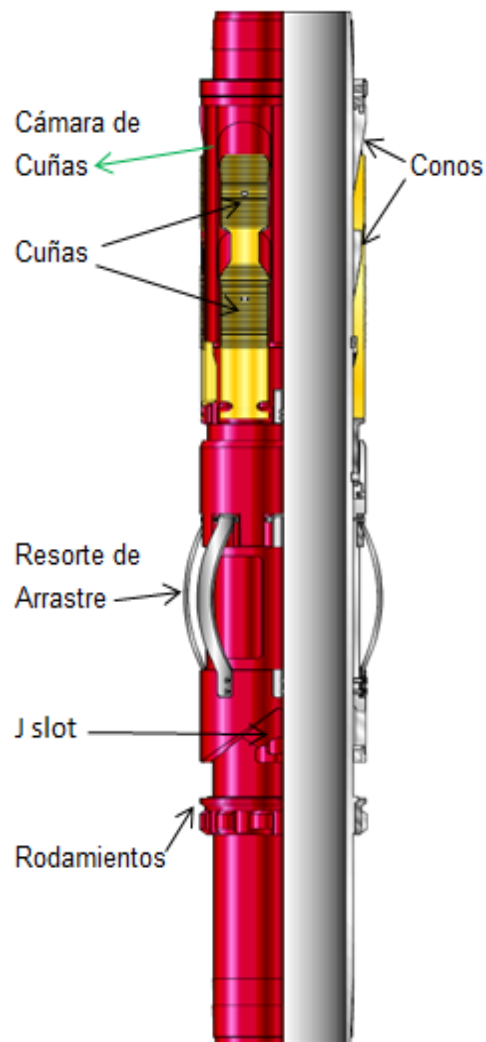


Gráfico 2.10; Colgador de Liner Rotatorio Premium de asentamiento Mecánico (PMR).

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

Cuadro 2.5, Especificaciones del colgador rotatorio de asentamiento Mecánico (PMR).

Tamaño de Liner in/mm	Peso de Liner lb/ft	Tamaño de Casing in/mm	Peso del Casing lb/ft	Mínimo ID in/mm	Calibre OD in/mm	Cono OD in/mm
7 177.8	15.1	9.625 244.5	47 - 53.5	6.09 154.8	8.26 209.9	8.27 210.1
	29 - 32			5.95 151.1	8.25 209.5	8.27 210.1
	38			5.82 147.8	8.26 209.9	8.27 210.1
	41	9.875 250.8	62.8	5.74 145.8	8.27 210.1	8.27 210.1
7.625 193.7	39	9.625 244.5	47 - 53.5	6.63 168.3	8.37 212.5	8.37 212.5
9.625 244.5	47 - 53.5	11.75 298.5	65 - 66.5	8.54 216.8	10.48 266.2	10.48 266.2

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Colgador de Liner no rotatorio Premium de asentamiento Mecánico (PMX).

El PMX es un colgador de liner de asentamiento mecánico premium no rotativo. El colgador de liner PMX utiliza un mandril continuo con características de construcción no soldadas. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.6.

➤ Características.

- a) Posee rosca o conexiones Premium estándar.
- b) Posee amplias áreas de flujo en las cuñas cuando se activan y desactivan.
- c) Mandril de una pieza sólida para evitar potenciales vías de fugas.

➤ Beneficios.

- a) El diseño de cuñas nituradas permite una penetración fiable hasta un grado de casing Q -125.
- b) Característica auto re-enganchable para engancharse al colgador con facilidad, si es requerido.

➤ Aplicación.

- a) Puede ser utilizado cuando se va a correr liner en pozos relativamente verticales, y cuando la rotación del liner NO es necesaria durante las operaciones de limpieza o cementación. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

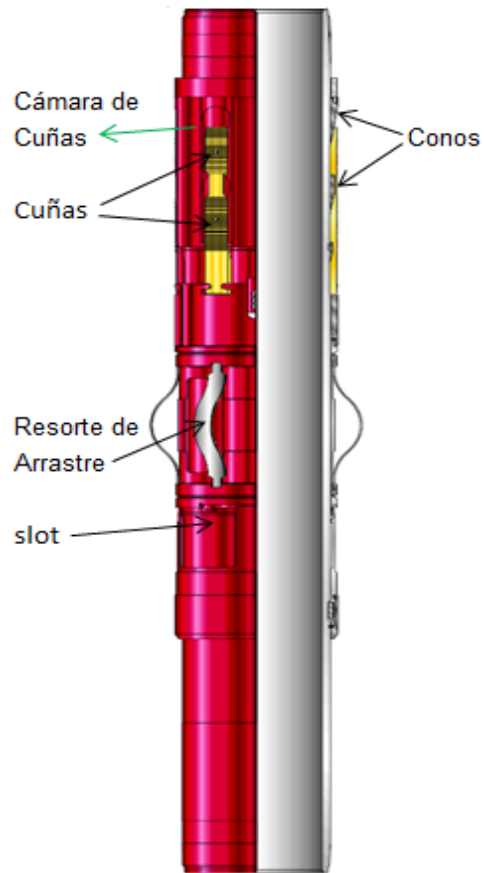


Gráfico 2.11; Colgador de Liner no rotatorio Premium Mecánico (PMX).

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.6, Especificaciones del colgador de liner no rotatorio Premium mecánico (PMX).

Tamaño de Liner in/mm	Peso de Liner lb/ft	Tamaño de Casing in/mm	Peso del Casing lb/ft	Mínimo ID in/mm	Calibre OD in/mm	Cono OD in/mm
7 177.8	15.1	9.625 244.5	47 - 53.5	6.09 154.8	8.26 209.9	8.27 210.1
	29 - 32			5.95 151.1	8.25 209.5	8.27 210.1
	38			5.82 147.8	8.26 209.9	8.27 210.1
	41	9.875 250.8	62.8	5.74 145.8	8.27 210.1	8.27 210.1
7.625 193.7	39	9.625 244.5	47 - 53.5	6.63 168.3	8.37 212.5	8.37 212.5
9.625 244.5	47 - 53.5	11.75 298.5	65 - 66.5	8.54 216.8	10.48 266.2	10.48 266.2

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Colgadores de Liner Mecánicos “Series C”.

Los colgadores de liner mecánicos de Series “C” son una alternativa a los colgadores de liner de conos soldados. Esto en conjunto con el nuevo diseño de sus cuñas (6 cuñas por cono), crea un sistema en el cual el colgador de liner no es la limitación. Los pesos de liner pueden acercarse a la capacidad nominal sin temor que el cono colapse o que se produzca una deflexión del diámetro interno del cuerpo del colgador. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.7.

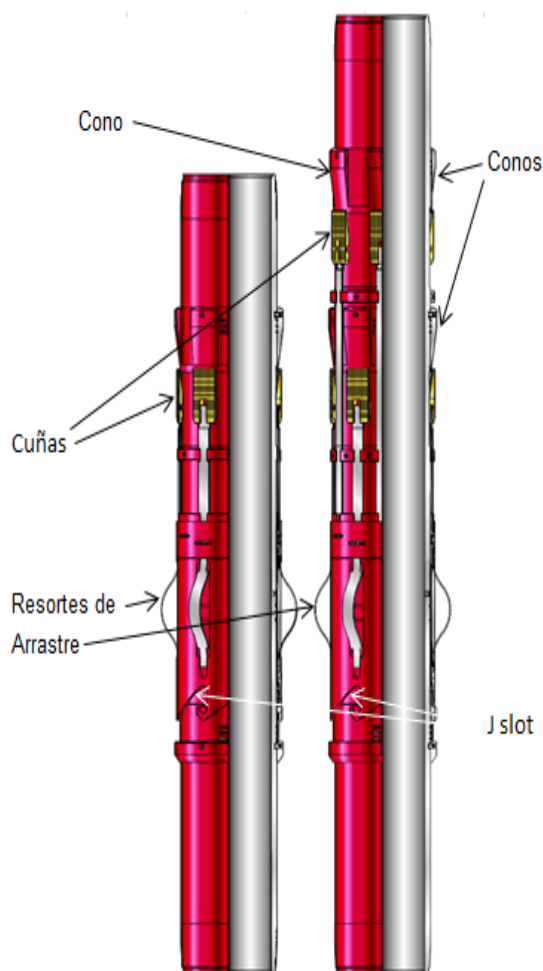


Gráfico 2.12; Colgadores de Liner Mecánicos Series “C”.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

➤ Características.

- a) Construcción 100 % no soldada.
- b) Versiones en cono simple y doble, con seis cuñas por cono.
- c) Diseño de cuñas optimizado, totalmente penetrantes con bordes de contacto afilados.

d) Su diseño modular puede ser utilizado con la mayoría de casing disponibles.

➤ Beneficios.

a) Integridad real en la tensión se logra mediante la eliminación de la soldadura lo cual no altera la química del cuerpo del casing.

b) Disminución en la deflexión del cuerpo, permite una mayor transferencia de carga al casing y menor transferencia de carga al cono.

c) Incremento de las áreas de flujo.

➤ Aplicación.

a) Para cualquier trabajo de liner, donde la rotación del liner no es necesaria o práctica durante las operaciones de limpieza o cementación. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

Cuadro 2.7, Especificaciones del colgador de liner mecánico Series C.

Tamaño de Liner	Peso de Liner	Tamaño de Casing	Peso del Casing	Calibre OD	Cono OD	Cilindro OD	Cuerpo ID
in/mm	lb/ft	in/mm	lb/ft	in/mm	in/mm	in/mm	in/mm
5 127	15 - 21 #	7 177.8	20 - 32	5.92	5.92	5.82	API ESTÁNDAR ID Nominal
		7.625 193.7	45.3 - 51.2	150.4	150.4	147.8	
		7.625 193.7	24 - 42.8	6.3	6.3	5.82	
		7.75 196.9	46.1 - 48.6	160	160	147.8	
7 177.8	23 - 35 #	9.625 244.5	36 - 58.4	8.23 209	8.23 209	8.05 204.5	
7.625 193.7	26.4 - 39#	9.625 244.5	36 - 40	8.64 219.5	8.64 219.5	8.35 212.1	
7.625 193.7	26.4 - 39#	9.625 244.5	43.5 - 53.5	8.45 214.6	8.45 214.6	8.35 212.1	

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

2.6.1.3.2. Colgadores de Liner Hidráulicos.

Un colgador de Liner Hidráulico es activado por presión diferencial a través del cilindro hidráulico en el colgador de Liner. Para prevenir al colgador de un pre – asentamiento durante su despliegue, el cilindro hidráulico está sujetado con pines de corte. Usualmente la presión máxima de

circulación antes de que el colgador se active es el 50 % de la presión de activación. Un procedimiento típico de activación para un colgador de liner hidráulico requiere la caída de una esfera, el aterrizaje de esta esfera en un asiento, presurizara todo lo que esté por encima de esta para activar el colgador de liner, y entonces se afloja peso sobre el colgador de liner.

La principal ventaja de los colgadores de liner hidráulicos sobre los modelos de colgadores de liner mecánicos, es que estos pueden ser activados en pozos de alto ángulo y/o en pozos extremadamente profundos por que no se requiere de manipulación de la sarta para la activación de estos. A diferencia de los modelos de colgadores de liner mecánicos, los colgadores del liner hidráulicos no poseen elementos de arrastre.

Presentándose a continuación los distintos colgadores de liner hidráulicos de Weatherford.

➤ Colgador de Liner Rotatorio Premium de asentamiento Hidráulico (PHR).

El PHR tiene un mandril de una pieza y características de construcción no soldadas. El diseño de sus cuñas permite una penetración confiable hasta grados de casing Q - 125. Debido a que la sección del cono del colgador PHR está diseñado con ranuras longitudinales de derivación óptimas y cuñas de bolsillo, lo convierten en la elección ideal para situaciones en que se requiera perforar durante la bajada, y donde gran cantidad de detritos de la formación deben ser bombeados por encima del tope del liner durante las operaciones de limpieza y cementación. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.8. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

➤ Características.

- a) El cilindro acunado al mandril elimina el desgaste del sello causado por la relativa rotación.
- b) El mecanismo de seguridad ayuda a prevenir la pre-activación de las cuñas.

➤ Beneficios.

- a) Se asienta hidráulicamente, no se requiere rotación de la tubería para su asentamiento o activación.
- b) Posee amplias áreas de flujo en las cuñas cuando se activan y desactivan.

➤ Aplicaciones.

- a) Puede ser utilizado para colgar un liner a cualquier profundidad.
- b) Utilizado especialmente para pozos profundos y altamente desviados donde se requiere la rotación del liner para lograr un buen trabajo de cementación.

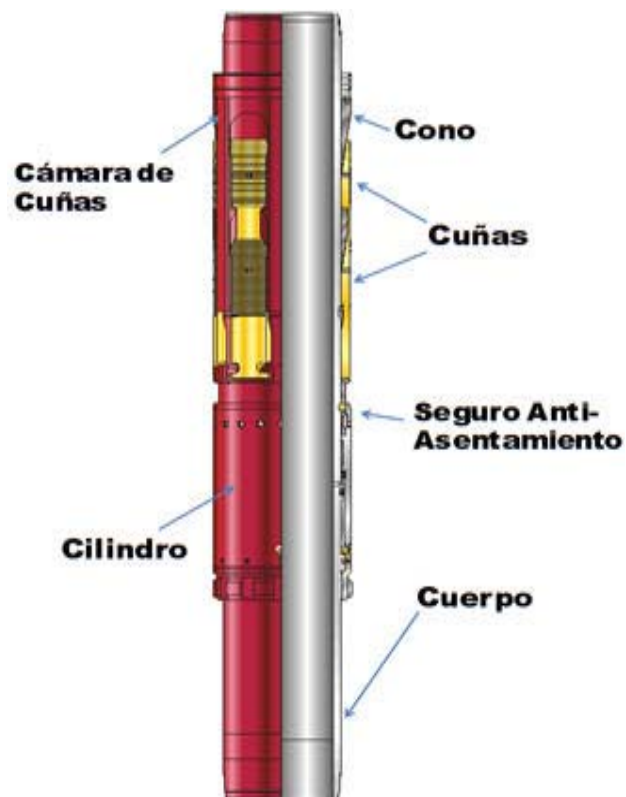


Gráfico 2.13; Colgador de Liner rotatorio Premium de asentamiento Hidráulico (PHR).

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.8, Especificaciones del colgador de liner rotatorio Premium de asentamiento Hidráulico (PHR).

Tamaño de Liner in/mm	Peso de Liner lb/ft	Tamaño de Casing in/mm	Peso del Casing lb/ft	Mínimo ID in/mm	Calibre OD in/mm	Cilindro OD in/mm	Cono OD in/mm
5 127	15	7 177.8	23 - 26	4.31 109.5	6.14 156	5.87 149.1	6.03 153.2
5 127	15	7 177.8	29 - 32	4.31 109.5	5.96 151.4	5.87 149.1	5.91 150.1
5 127	18	7 177.8	23 - 26	4.17 105.9	6.14 156	5.87 149.1	6.03 153.2
5 127	18	7 177.8	29 - 32	4.17 105.9	5.96 151.4	5.87 149.1	5.91 150.1
5 127	18	7 177.8	38 - 41	4.17 105.9	5.79 147.1	5.61 142.4	5.67 143.9
5 127	21.4 - 23.2	7 177.8	29 - 32	4.02 102.1	5.96 151.4	5.7 144.8	5.91 150.1
5 127	21.4 - 23.2	7 177.8	35 - 38	4.02 102.1	5.79 147.1	5.7 144.8	5.77 146.6

5 127	15	7.625 193.7	26.4 - 29.7	4.34 110.2	6.67 169.4	6.24 158.5	6.67 169.4
5 127	15	7.625 193.7	33.7 - 39	4.34 110.2	6.48 164.6	6.24 158.5	6.44 163.6
5 127	18	7.625 193.7	26.4 - 29.7	4.21 106.9	6.67 169.4	6.24 158.5	6.67 169.4
5 127	18	7.625 193.7	33.7 - 39	4.21 106.9	6.48 164.6	6.24 158.5	6.44 163.6
5 127	21.4	7.625 193.7	26.4 - 29.7	4.03 102.4	6.67 169.4	6.24 158.5	6.67 169.4
5 127	21.4	7.625 193.7	33.7 - 39	4.03 102.4	6.48 164.6	6.24 158.5	6.44 163.6
5 127	23.2	7.625 193.7	26.4 - 29.7	3.98 101.1	6.67 169.4	6.24 158.5	6.67 169.4
5 127	23.2	7.625 193.7	33.7 - 39	3.98 101.1	6.48 164.6	6.24 158.5	6.44 163.6
5.5 139.7	17	7.625 193.7	26.4 - 29.7	4.79 121.7	6.63 168.4	6.24 158.5	6.67 169.4
5.5 139.7	17	7.625 193.7	33.7 - 39	4.79 121.7	6.48 164.6	6.24 158.5	6.44 163.6
7 177.8	26	9.625 244.5	40 - 43.5	6.19 157.2	8.57 217.7	8.26 209.8	8.5 215.9
7 177.8	26	9.625 244.5	47 - 53.5	6.19 157.2	8.36 212.3	8.26 209.8	8.27 210.1
7 177.8	29 - 32	9.625 244.5	40 - 43.5	6.07 154.2	8.57 217.7	8.26 209.8	8.5 215.9
7 139.7	29 - 32	9.625 244.5	47 - 53.5	6.07 154.2	8.36 212.3	8.26 209.8	8.27 210.1
7 177.8	35 - 38	9.625 244.5	47 - 53.5	5.93 150.6	8.36 212.3	8.26 209.8	8.27 210.1
7.625 193.7	24 - 26.4	7.625 193.7	40 - 43.5	6.92 175.8	8.59 218.2	8.48 215.4	8.59 218.2
7.625 193.7	24 - 26.4	7.625 193.7	47	6.92 175.8	8.52 216.4	8.48 215.4	8.37 212.6
7.625 193.7	24 - 26.4	7.625 193.7	53.5	6.92 175.8	8.38 212.9	8.32 211.3	8.37 212.6
7.625 193.7	29.7 - 33.7	9.625 244.5	40 - 43.5	6.77 172	8.59 218.2	8.48 215.4	8.59 218.2
7.625 193.7	29.7 - 33.7	9.625 244.5	47	6.77 172	8.52 216.4	8.48 215.4	8.37 212.6
7.625 193.7	29.7 - 33.7	9.625 244.5	53.5	6.77 172	8.38 212.9	8.32 211.3	8.37 212.6

7.625 193.7	39	9.625 244.5	53.5	6.51 165.4	8.39 213.1	8.32 211.3	8.37 212.6
9.625 244.5	40	11.75 298.5	65 - 66.7	8.71 221.2	10.49 266.4	10.34 262.6	10.48 266.2
9.625 244.5	53.5	11.75 298.5	65 - 66.7	8.54 216.9	10.49 266.4	10.34 262.6	10.48 266.2
9.625 244.5	43.5 - 47	13.375 339.7	68 - 72	8.62 218.9	12.15 308.6	11.3 287	11.97 304
9.625 244.5	47 - 53.5	13.375 339.7	68 - 72	8.62 218.9	12.15 308.6	11.3 287	11.97 304
9.625 244.5	53.5	13.375 339.7	68 - 72	8.52 216.4	12.15 308.6	11.3 286.9	11.96 303.9

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Colgador de Liner no rotatorio Premium de asentamiento Hidráulico (PHS).

El Colgador de liner (PHS) tiene un mandril continuo y características de construcción no soldadas. La sección del cono del colgador de liner (PHS) está diseñada con ranuras longitudinales de derivación óptimas y cuñas de bolsillos.

Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.9.

➤ Características.

- a) Posee amplias áreas de flujo en las cuñas cuando se activan y desactivan.
- b) El mecanismo de seguridad ayuda a prevenir la pre-activación de las cuñas.

➤ Beneficios.

- a) El diseño de cuñas nitruadas permite una penetración fiable hasta un grado de casing Q -125.
- b) Se activa hidráulicamente.

➤ Aplicación.

- a) Ideal para situaciones donde se realiza perforación durante la bajada, y donde gran cantidad de rípios de la formación deben ser bombeados por encima del tope del liner durante las operaciones de cementación.
- b) Para cualquier trabajo, donde la rotación del liner no es necesaria durante las operaciones de limpieza o cementación. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

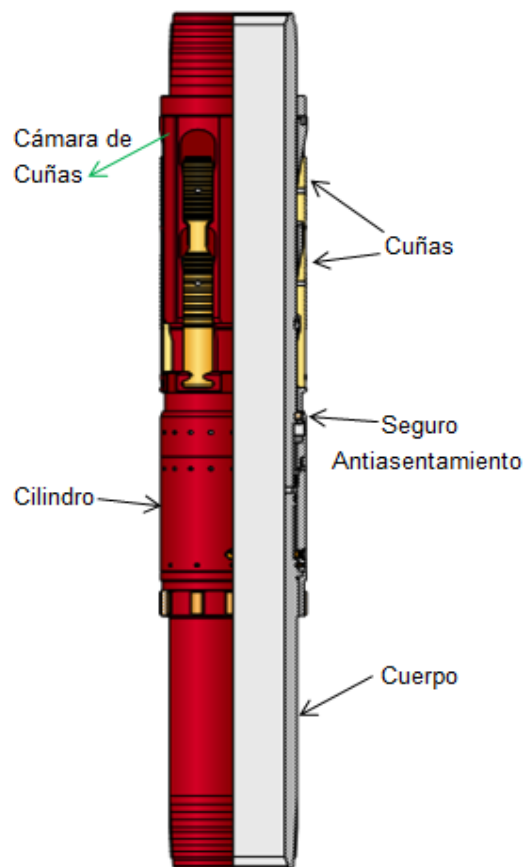


Gráfico 2.14; Colgador de Liner no rotatorio Premium de asentamiento Hidráulico (PHS).

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.9, Especificaciones del colgador no rotatorio Premium de asentamiento Hidráulico (PHS).

Tamaño de Liner in/mm	Peso de Liner lb/ft	Tamaño de Casing in/mm	Peso del Casing lb/ft	Mínimo ID in/mm	Calibre OD in/mm	Cilindro OD in/mm	Cono OD in/mm
5 127	15	7 177.8	23 - 26	4.31 109.5	6.14 156	5.87 149.1	6.03 153.2
5 127	15	7 177.8	29 - 32	4.31 109.5	5.96 151.4	5.87 149.1	5.91 150.1
5 127	18	7 177.8	23 - 26	4.17 105.9	6.14 156	5.87 149.1	6.03 153.2
5 127	18	7 177.8	29 - 32	4.17 105.9	5.96 151.4	5.87 149.1	5.91 150.1
5 127	18	7 177.8	38 - 41	4.17 105.9	5.79 147.1	5.61 142.4	5.67 143.9
5 127	21.4 - 23.2	7 177.8	29 - 32	4.02 102.1	5.96 151.4	5.7 144.8	5.91 150.1

5 127	21.4 - 23.2	7 177.8	35 - 38	4.02 102.1	5.79 147.1	5.7 144.8	5.77 146.6
5 127	15	7.625 193.7	26.4 - 29.7	4.34 110.2	6.67 169.4	6.24 158.5	6.67 169.4
5 127	15	7.625 193.7	33.7 - 39	4.34 110.2	6.48 164.6	6.24 158.5	6.44 163.6
5 127	18	7.625 193.7	26.4 - 29.7	4.21 106.9	6.67 169.4	6.24 158.5	6.67 169.4
5 127	18	7.625 193.7	33.7 - 39	4.21 106.9	6.48 164.6	6.24 158.5	6.44 163.6
5 127	21.4	7.625 193.7	26.4 - 29.7	4.03 102.4	6.67 169.4	6.24 158.5	6.67 169.4
5 127	21.4	7.625 193.7	33.7 - 39	4.03 102.4	6.48 164.6	6.24 158.5	6.44 163.6
5 127	23.2	7.625 193.7	26.4 - 29.7	3.98 101.1	6.67 169.4	6.24 158.5	6.67 169.4
5 127	23.2	7.625 193.7	33.7 - 39	3.98 101.1	6.48 164.6	6.24 158.5	6.44 163.6
5.5 139.7	17	7.625 193.7	26.4 - 29.7	4.79 121.7	6.63 168.4	6.24 158.5	6.67 169.4
5.5 139.7	17	7.625 193.7	33.7 - 39	4.79 121.7	6.48 164.6	6.24 158.5	6.44 163.6
7 177.8	26	9.625 244.5	40 - 43.5	6.19 157.2	8.57 217.7	8.26 209.8	8.5 215.9
7 177.8	26	9.625 244.5	47 - 53.5	6.19 157.2	8.36 212.3	8.26 209.8	8.27 210.1
7 177.8	29 - 32	9.625 244.5	40 - 43.5	6.07 154.2	8.57 217.7	8.26 209.8	8.5 215.9
7 139.7	29 - 32	9.625 244.5	47 - 53.5	6.07 154.2	8.36 212.3	8.26 209.8	8.27 210.1
7 177.8	35 - 38	9.625 244.5	47 - 53.5	5.93 150.6	8.36 212.3	8.26 209.8	8.27 210.1
7.625 193.7	24 - 26.4	7.625 193.7	40 - 43.5	6.92 175.8	8.59 218.2	8.48 215.4	8.59 218.2
7.625 193.7	24 - 26.4	7.625 193.7	47	6.92 175.8	8.52 216.4	8.48 215.4	8.37 212.6
7.625 193.7	24 - 26.4	7.625 193.7	53.5	6.92 175.8	8.38 212.9	8.32 211.3	8.37 212.6
7.625 193.7	29.7 - 33.7	9.625 244.5	40 - 43.5	6.77 172	8.59 218.2	8.48 215.4	8.59 218.2
7.625 193.7	29.7 - 33.7	9.625 244.5	47	6.77 172	8.52 216.4	8.48 215.4	8.37 212.6

7.625 193.7	29.7 - 33.7	9.625 244.5	53.5	6.77 172	8.38 212.9	8.32 211.3	8.37 212.6
7.625 193.7	39	9.625 244.5	53.5	6.51 165.4	8.39 213.1	8.32 211.3	8.37 212.6
9.625 244.5	40	11.75 298.5	65 - 66.7	8.71 221.2	10.49 266.4	10.34 262.6	10.48 266.2
9.625 244.5	53.5	11.75 298.5	65 - 66.7	8.54 216.9	10.49 266.4	10.34 262.6	10.48 266.2
9.625 244.5	43.5 - 47	13.375 339.7	68 - 72	8.62 218.9	12.15 308.6	11.3 287	11.97 304
9.625 244.5	47 - 53.5	13.375 339.7	68 - 72	8.62 218.9	12.15 308.6	11.3 287	11.97 304
9.625 244.5	53.5	13.375 339.7	68 - 72	8.52 216.4	12.15 308.6	11.3 286.9	11.96 303.9

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Colgador de Liner Hidráulico RGH.

El RGH es un colgador de asentamiento hidráulico para realizar trabajos livianos. El colgador (RGH) se caracteriza por una construcción no soldada y utiliza un sistema de cojinete de bola sobre el cual el peso del liner puede ser girado. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.10.

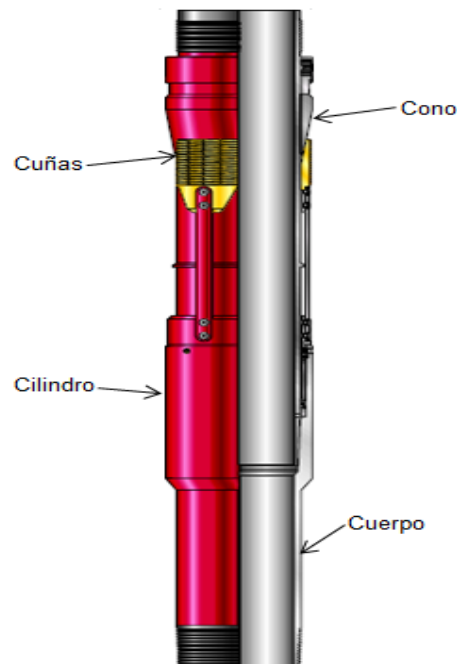


Gráfico 2.15; Colgador de Liner Hidráulico RGH.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

➤ Características.

a) El colgador de Liner hidráulico RGH posee un diseño de cono individual que relativamente rota alrededor de un mandril de dos piezas.

➤ Beneficios.

- a) Se activa hidráulicamente.
- b) Permite rotación durante el trabajo de cementación.

➤ Aplicación.

a) Es una excelente opción para cuando se tenga que rotar y colgar liners pequeños y livianos y para un período corto de tiempo durante el trabajo de cementación. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

Cuadro 2.10, Especificaciones del colgador de liner Hidráulico RGH.

Tamaño de Liner in/mm	Tamaño de Casing in/mm	Peso del Casing lb/ft	Cono OD in/mm	Cilindro OD in/mm	Cuerpo ID in/mm
4.5 114.3	7 177.8	23 - 32 34.5 - 48	5.875 149.225	5.875 149.225	API estándar ID Nominal
5 127	7 177.8	23 - 32 34.5 - 48	5.75 146.05	5.75 146.05	
7 177.8	9.625 244.475	45.5 - 53.5 64.7 - 79.6	8.25 209.55	8.25 209.55	

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Colgadores de Liner Hidráulicos Series “C”.

Los colgadores de liner hidráulicos de series “C” son una alternativa a los colgadores de liner de cono soldado. Esto en conjunto con el nuevo diseño de las cuñas (6 cuñas por cono), crea un sistema en el cual el colgador de liner no es la limitación. Los pesos de liner pueden acercarse a la capacidad nominal sin temor a que el cono colapse o que se produzca la deflexión del diámetro interno del cuerpo del colgador. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.11 Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

➤ Características.

- a) Construcción 100 % no soldada.
- b) Diseño de cuñas optimizado, totalmente penetrantes con bordes de contacto afilados.

c) Su diseño modular puede ser utilizado con la mayoría de casing disponibles.

➤ Beneficios.

a) Integridad real en la tensión se logra mediante la eliminación de la soldadura lo cual no altera la química del cuerpo del casing.

b) Disminución en la deflexión del cuerpo, permite una mayor transferencia de carga al casing y menor carga hacia el cono.

c) Incremento de las áreas de flujo.

➤ Aplicación.

a) Para cualquier trabajo de liner en el cual no sea necesaria la rotación durante las operaciones de limpieza o cementación y para correr liners en pozos desviados.

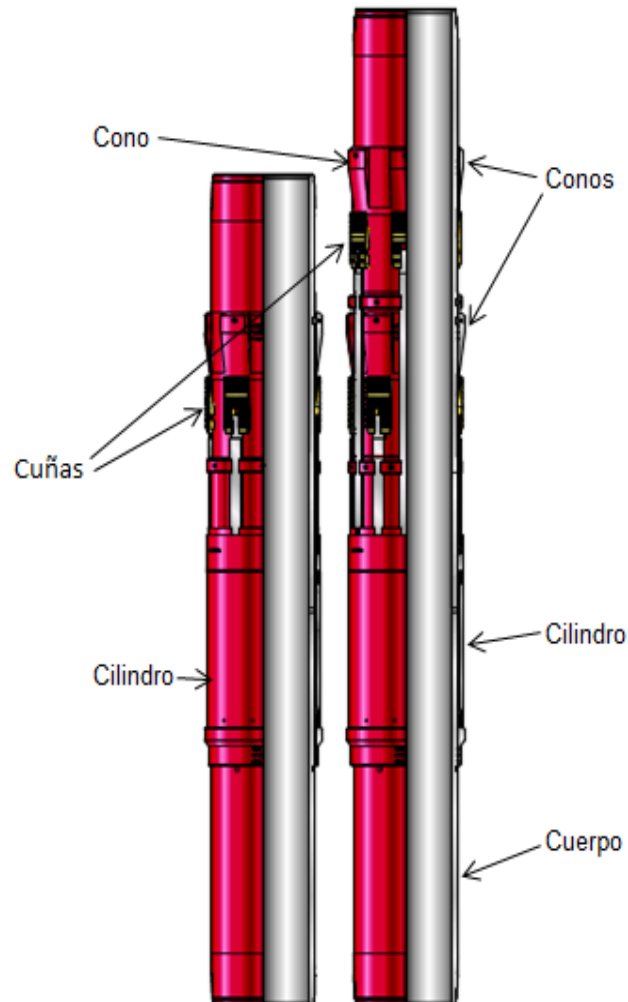


Gráfico 2.16; Colgadores de Liner Hidráulicos Series "C"

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.11, Especificaciones del colgador de liner hidráulico Series C.

Tamaño de Liner	Peso de Liner	Tamaño de Casing	Peso del Casing	Calibre OD	Cono OD	Cilindro OD	Cuerpo ID
in/mm	lb/ft	in/mm	lb/ft	in/mm	in/mm	in/mm	in/mm
5 127	15 - 21 #	7 177.8	20 - 32	5.92 150.4	5.92 150.4	5.82 147.8	API ESTÁNDAR ID Nominal
		7.625 193.7	45.3 - 51.2				
		7.625 193.7	24 - 42.8	6.3 160	6.3 160	5.82 147.8	
		7.75 196.9	46.1 - 48.6				
7 177.8	23 - 35 #	9.625 244.5	36 - 58.4	8.23 209	8.23 209	8.05 204.5	
7.625 193.7	26.4 - 39#	9.625 244.5	36 - 40	8.64 219.5	8.64 219.5	8.35 212.1	
7.625 193.7	26.4 - 39#	9.625 244.5	43.5 - 53.5	8.45 214.6	8.45 214.6	8.35 212.1	

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

2.6.1.3.3. Proceso de selección de un colgador de liner.

El diseño de un sistema de colgador de liner es complejo, debido a numerosas variables, las siguientes pautas o consideraciones nos ayudaran a entender las características necesarias para las aplicaciones que se requieran. Estas pautas están basadas en asunciones tales como tamaño y peso del casing, tamaño y peso del liner, etc. Tomado de: Liner Hangers Selection Guide Weatherford.

Colgador de Liner Mecánico o Hidráulico. Para determinar la elección de un colgador de liner mecánico o hidráulico, los factores más relevantes son: El que sea más fácil de asentar y que me involucre el menor riesgo de asentamiento. Si el colgador va ser asentado en profundidades que superen los 10000 pies, o si se va a asentar en bajas o moderadas secciones de desviación (mayores a 30 grados) un colgador de liner hidráulico sería lo adecuado de emplear. El asentar un colgador de liner mecánico bajo estas condiciones antes mencionadas sería muy dificultoso. A demás, si un liner va a ser trabajado en profundidad el colgador de liner mecánico debe ser descartado.

Colgadores de liner de conos simples o en tándem. Si el peso del liner, mas cargas adicionales que tal vez sean aplicadas al colgador y que excedan la capacidad de colgamiento de un colgador de un solo cono, un modelo de colgador de conos en tándem puede ser utilizado. Y si aún la carga aplicada al colgador sigue excediendo la capacidad de carga de un colgador con conos en tándem, se requerirá un colgador de liner Premium tales como (PHR, PHS, o PMR).

Trabajar el Liner abajo. Si el liner debe ser rimado, perforado, o trabajarlo en formaciones dificultosas, un colgador PHR o un PHS es la mejor elección.

Ubicación del asiento de Esfera. Si una parte del colgador está en una sección altamente desviada (mayor de 60 grados), Weatherford recomienda ubicar el asiento de bola en el tapón limpiador o en las herramientas de corrida (alcanzable con el asiento de bola expandido mecánicamente MX). Los tapones limpiadores simples (SWP) o dobles (DWP) son recomendados para este tipo de aplicación.

Para la mayoría de otras aplicaciones un asiento de bola en el collar recibidor (Landing collar) será suficiente; sin embargo, para grandes liners, donde el diámetro interno del liner es mayor 3 veces que el diámetro de la esfera o canica, un asiento de bola en el cuello recibidor puede ser dificultoso.

2.6.1.4. Sistema de desplazamiento de cemento.

Un sistema de desplazamiento de cemento consiste de un tapón limpiador de liner, un dardo de tubería de perforación, un obturador de cementación y un cuello recibidor o collar recibidor. Cada uno de estos componentes ayuda a la operación de cementación del revestimiento.

2.6.1.4.1. Tapones limpiadores de liner.

Los tapones limpiadores de liner son corridos básicamente durante los trabajos de cementación por dos razones:

- 1) Desplazar el cemento y limpiar el diámetro interno del liner, removiendo cualquier rastro de cemento o suciedad que pueda haberse adherido al liner. (Ver Gráfico 2.17).
- 2) Trabajar como una barrera mecánica entre el cemento y el fluido de desplazamiento.

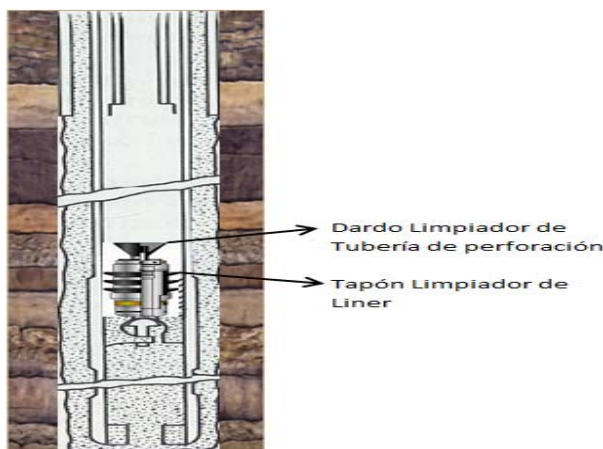


Gráfico 2.17; Función del Tapón limpiador de Liner

Fuente: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Tapón limpiador de Liner (LWP).

El tapón limpiador de liner esta sujeta con pines de corte al fondo de la herramienta de asentamiento, y proporciona un sello con el dardo de tubería de perforación “PDP”. Está diseñado con una abertura interior, con el fin de que pasen el cemento. Con el dardo de tubería de perforación “PDP” haciendo sello y asegurado en el interior del tapón limpiador de liner este se va a desprender y va a limpiar el cemento del interior del liner, manteniendo el cemento separado del fluido de desplazamiento. Cuando estén asentados y asegurados en el cuello receptor, los tapones impedirán el retorno de cemento. (Ver Gráfico 2.17). Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.12. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

➤ Características.

- a) De construcción estándar con elastómeros de nitrilo.
- b) Seguro externo para engancharse en el cuello receptor cuando este es bombeado.
- c) Seguro interno para recibir el dardo limpiador de tubería de perforación.

➤ Beneficios.

- a) Perforable con broca de diamante policristalino (PDC).

➤ Aplicación.

- a) Apropiado para aplicaciones donde un tapón limpiador simple es todo lo que se requiere.

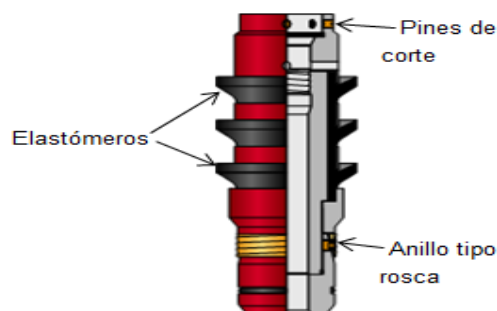


Gráfico 2.18; Tapón Limpiador de Liner Standard.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.12, Especificaciones del tapón limpiador de liner standard.

Tamaño de Liner	Peso de Liner	Caucho OD	NO GO OD	Nariz OD
in/mm	lb/ft	in/mm	in/mm	in/mm
5.5	14 - 17 #	5.25	3.25	2.969
139.7		133.4	82.6	75.4

Cuadro 2.12, (Cont).

Tamaño de Liner	Peso de Liner	Caucho OD	NO GO OD	Nariz OD
in/mm	lb/ft	in/mm	in/mm	in/mm
5.5 139.7	20 - 28.4 #	4.87 123.7	3.25 82.6	2.969 75.4
7 177.8	17 - 29 #	6.69 169.6	5.5 139.7	4.625 117.5
7 177.8	32 - 38 #	6.312 160.3	5.5 139.7	4.625 117.5
7.625 193.7	29.7 - 39 #	7 177.8	5.5 139.7	4.625 117.5
9.625 244.5	43.5 - 53.5 #	9.25 235	5.5 139.7	4.625 117.5

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Tapón limpiador de liner sencillo con asiento de esfera (SWP).

El Single Wiper Plug (SWP) es un sistema de tapón de liner sencillo. Una ventaja importante de este tapón es su asiento de bola integral utilizado para activar colgadores de liner hidráulicos y herramientas de corrida. Cuando se corre en conjunto con juntas exteriores conectadas al obturador RSM, el tapón limpiador sencillo nunca se mueve en el liner. Típicamente cuando un operador lo recoge para asegurar el liberamiento de un liner, el tapón limpiador es levantado del pozo, dañando el tapón o liberando prematuramente el tapón de la sarta de herramientas de corrida. Utilizando el sistema de obturador RSM con el tapón limpiador simple ayudará a prevenir estos problemas.

Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.13.

➤ Características.

- a) Su diseño de alta resistencia le permite altas presiones de golpeo.
- b) Equipado con cerrojo y dispositivo anti-rotación cuando se acopla con el cuello recibidor.
- c) El tapón limpiador se adjunta a la herramienta de corrida del liner con un conjunto de perros o candados de cierre positivo, en lugar de tornillos de bronce de corte.

➤ Beneficios.

- a) Su asiento de bola integral asegura el asentamiento de la esfera.
- c) Perforable con broca de diamante Policristalino (PDC).

➤ Aplicación.

a) Para correr liners en pozos altamente desviados, donde a menudo es difícil asentar la esfera en el asiento de bola ubicado en el cuello recibidor. El tapón limpiador de liner sencillo (SWP) permite que el asiento de esfera este ubicado cerca a la herramienta de asentamiento para mejorar la capacidad de asentamiento. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

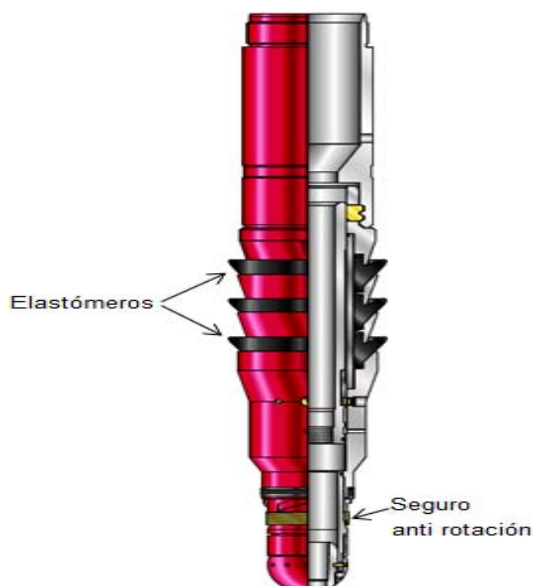


Gráfico 2.19; Tapón Limpiador Individual con asiento de esfera (SWP).

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.13, Especificaciones del tapón limpiador individual con asiento de esfera (SWP).

Tamaño de Liner	Peso de Liner	OD	Caucho OD	Tapón ID	Asiento de Bola ID	Presión máxima	Presión máxima de golpe
in/mm	lb/ft	in/mm	in/mm	in/mm	in/mm	PSI / Mpa	PSI / Mpa
5 127	18	4.13 104.9	4.74 120.4	1.65 41.9	1.17 29.7	4510 31.1	6500 44.8
5 127	23.2 - 24.1	3.85 97.8	4.34 110.2	1.65 41.9	1.17 29.7	4140 28.5	6500 44.8
5.5 139.7	17	4.72 119.9	5.33 135.4	1.65 41.9	1.17 29.7	3440 23.7	6500 44.8
5.5 139.7	20 - 23	4.51 114.6	5.33 135.4	1.65 41.9	1.17 29.7	3610 24.9	6500 44.8
7 177.8	26 - 32	5.96 151.4	6.74 171.2	2.32 58.9	1.61 40.9	4000 27.6	6100 42.1
7 177.8	35 - 38	5.77 146.6	6.74 171.2	2.32 58.9	1.61 40.9	4370 30.1	6100 42.1

Cuadro 2.13, (Cont).

Tamaño de Liner	Peso de Liner	OD	Caucho OD	Tapón ID	Asiento de Bola ID	Presión máxima	Presión máxima de golpe
in/mm	lb/ft	in/mm	in/mm	in/mm	in/mm	PSI / Mpa	PSI / Mpa
7.625 193.7	26.4	6.48 164.6	7.3 185.4	2.32 58.9	1.61 40.9	3240 22.3	6100 42.1

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Tapón limpiador Doble con asiento de esfera (DWP).

Este tapón (DWP) sirve para el desplazamiento eficiente y preciso del cemento. Un asiento de esfera integral permite que una esfera sea dejada caer para restaurar la presión requerida para asentar un colgador de liner hidráulico. Este sistema actúa como una barrera mecánica entre lodo y el cemento cuando un liner está siendo cementado. El tapón limpiador en frente de la columna de cemento limpia el interior del revestimiento antes del contacto con el cemento, y el segundo tapón limpia detrás de la columna de cemento. El tapón limpiador es mantenido en un adaptador de tapón en el tope del liner hasta su liberación por el dardo de tubería de perforación. Al final del trabajo de desplazamiento el tapón limpiador golpea sobre el cuello recibidor en el fondo del liner. El asiento de esfera integral permite establecer que una esfera sea arrojada a la vecindad del tope del liner en lugar de un asiento de bola cerca del fondo del liner. Esto hace que este sistema sea muy utilizado para aplicaciones en pozos altamente desviados y pozos horizontales. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.14. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

➤ Características.

- a) Posee perros o candados de cierre positivo que impiden el liberamiento prematuro.
- b) Equipado con dispositivo anti-rotación que cuando se acopla al cuello recibidor, impide la rotación durante la perforación.

➤ Beneficios.

- a) Su asiento de bola integral localizado cerca de la herramienta de asentamiento asegura el asentamiento de la esfera.

➤ Aplicación.

- a) Para correr liners en pozos altamente desviados, es una gran ventaja si el asiento de bola puede ser ubicado cerca de la herramienta de asentamiento.

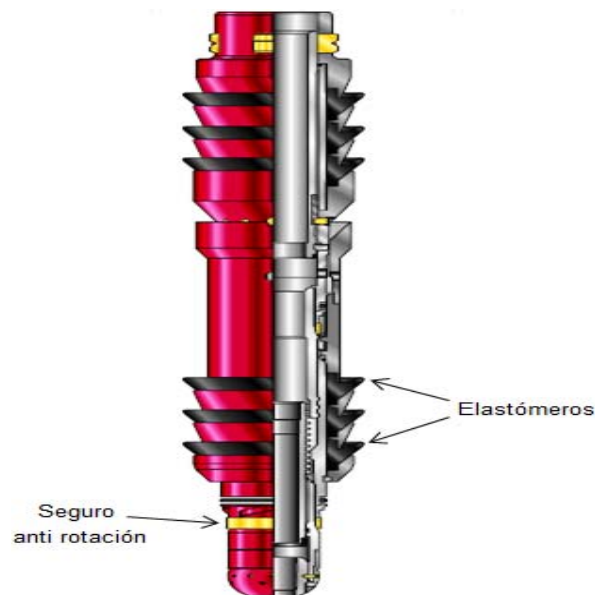


Gráfico 2.20; Tapón Limpiador de Liner Doble (DWP).

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.14, Especificaciones del tapón limpiador de liner doble (DWP).

Tamaño de Liner	Peso de Liner	OD	Caucho OD	Asiento de Bola ID	Tapón Superior ID	Tapón Inferior ID	Presión máxima	Presión máxima de golpe
in/mm	lb/ft	in/mm	in/mm	in/mm	in/mm	in/mm	PSI / Mpa	PSI / Mpa
5 127	15 - 18 #	4.15 105.4	4.94 125.5	1.17 29.7	1.65 41.9	1.35 34.3	3110 21.4	6500 44.8
5 127	18 #	4.15 105.4	4.74 120.4	1.17 29.7	1.65 41.9	1.37 34.8	3090 21.3	6500 44.8
5.5 139.7	17 - 20 #	4.63 117.6	5.33 135.4	1.17 29.7	1.65 41.9	1.35 34.3	2530 17.4	6500 44.8
7 177.8	20 - 23 #	6.23 158.2	6.74 171.2	1.61 40.9	1.84 46.7	2.27 57.7	4190 28.9	6100 42.1
7 177.8	26 - 32 #	5.99 152.1	6.74 171.2	1.61 40.9	1.84 46.7	2.27 57.7	4430 30.5	6100 42.1
7 177.8	35 - 38 #	5.77 146.6	6.74 171.2	1.61 40.9	1.84 46.7	2.27 57.7	4370 30.1	6100 42.1
7.625 193.7	29.7 #	6.48 164.6	7.3 185.4	1.61 40.9	1.84 46.7	2.27 57.7	3330 23	6100 42.1
7.625 193.7	33.7#	6.61 167.9	7.3 185.4	1.61 40.9	1.84 46.7	2.27 57.7	3440 23.7	6100 42.1
7.625 193.7	39 #	6.48 164.6	7.3 185.4	1.61 40.9	1.84 46.7	2.27 57.7	3590 24.8	6100 42.1

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

2.6.1.4.2. Dardos de Tubería de Perforación.

Un dardo de tubería de perforación actúa casi de forma idéntica a un tapón limpiador de liner excepto que este desplaza y limpia el cemento que está en el diámetro interno de la tubería de perforación. El dardo de tubería de perforación se aloja en el tapón limpiador de liner (Ver Gráfico 2.21). El dardo de tubería de perforación cuenta con un anillo anti – rotación, que se bloquea en la posición cuando este se asegura dentro del tapón limpiador. Presentándose a continuación más detalladamente lo que respecta a dardos de tubería de perforación.

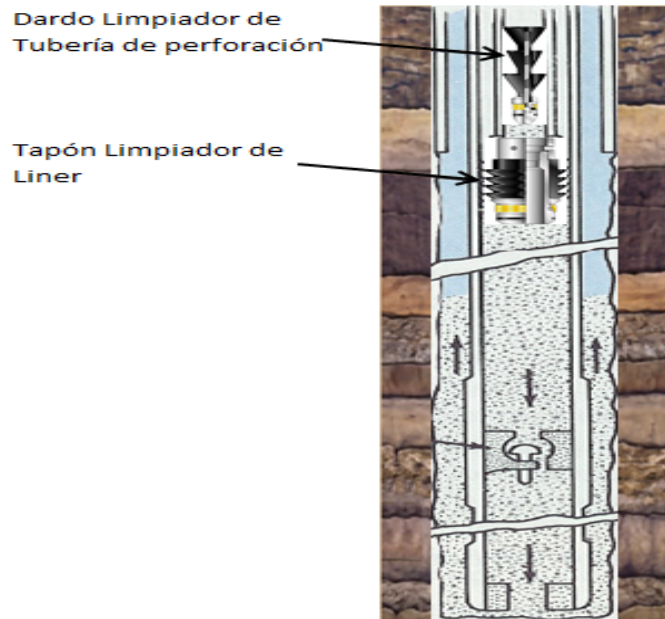


Gráfico 2.21; Alojamiento del Dardo de Tubería de Perforación.

Fuente: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Tapón limpiador de tubería de perforación (PDP).

El tapón limpiador de tubería de perforación también conocido como dardo de tubería de perforación, limpia la sarta de trabajo después de que el cemento es bombeado. El dardo de tubería de perforación es liberado desde el manifold de cementación en la superficie después de que el cemento ha sido bombeado. Después de viajar entre el cemento y el fluido de desplazamiento, se asienta dentro del tapón limpiador de liner estándar al final de la herramienta de asentamiento. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.15.

➤ Características.

a) De Nitrilo como material elastomérico y componentes de Aluminio.

b) Anillo de seguridad tipo rosca.

➤ Beneficios.

a) Fácilmente perforable y no rota en esta operación.

➤ Aplicación.

a) Utilizado en todos los trabajos de cementación estándar de liner donde el cemento se ejecuta bajo la sarta de trabajo y el cual debe ser desplazado por otro fluido.

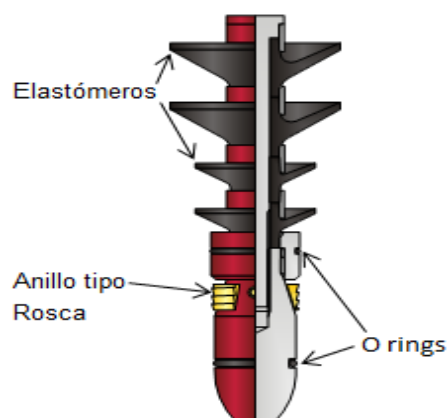


Gráfico 2.22; Dardo de Tubería de Perforación (PDP)

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.15, Especificaciones del dardo de tubería de perforación.

Tubería de Perforación (1) in/mm	Tubería de Perforación (2) in/mm	Tamaño del cerrojo	Tipo del cerrojo	NO GO OD in/mm	Nariz OD in/mm
3.5 88.9	5 127	Medio	anillo ratch	1.781 45.2	1.68 42.7
3.5 88.9	5 127	Grande	anillo ratch	2.313 58.8	2.113 53.7
4 101.6		Medio	anillo ratch	1.781 45.2	1.68 42.7
4.5 114.3		Medio	anillo ratch	1.781 45.2	1.68 42.7
4.5 114.3		Grande	anillo ratch	2.313 58.8	2.113 53.7
5 127		Medio	anillo ratch	1.781 45.2	1.68 42.7
5 127		Grande	anillo ratch	2.313 58.8	2.113 53.7

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Sistema de dardos limpiadores de longitud completa (FLWP).

El sistema de tapón limpiador de longitud completa utiliza dos dardos, que son liberados desde superficie para limpiar la tubería de perforación y liners de tamaño pequeño sin generar alto grado de riesgo mecánico. El sistema está constituido de 4 componentes. Los 2 dardos están diseñados para ser liberados desde la cabeza de cementación top drive y desplazarse hasta el final del liner. El primer dardo actúa como una barrera física entre el fluido, y limpia la tubería de perforación y el liner en frente del cemento. El segundo dardo tiene una camisa especial montada sobre su cola que asegura y corta en un substituto de corte usualmente ubicado en el tope de las herramientas de corrida del liner. Como la camisa de corte está detrás de las aletas del dardo cuando este ingresa al substituto de corte, las aletas no soportan la presión para cortar o cizallar la camisa. La camisa de corte proporciona una indicación positiva en superficie que la tubería de perforación ha sido totalmente vaciada y permite un control sobre el volumen de desplazamiento del liner. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.16.

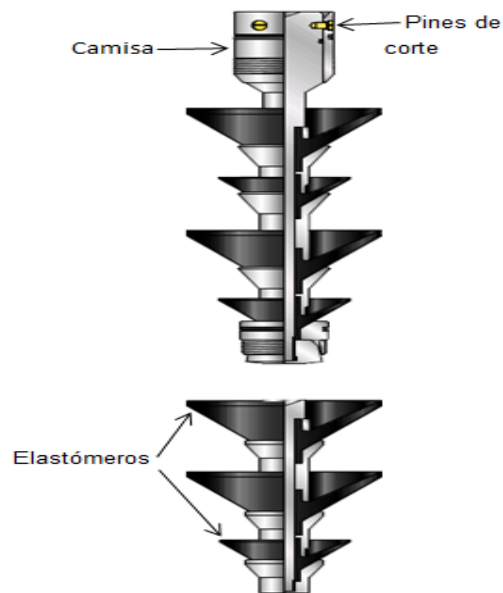


Gráfico 2.23; Sistema de dardos de longitud completa (FLWP).

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

➤ Características.

a) Poseen aletas para limpiar la tubería de perforación y el liner.

➤ Beneficios.

a) Puede también ser utilizado como sistema de un solo dardo.

➤ Aplicación.

a) Este sistema puede ser utilizado sobre liners pequeños donde el diámetro interno de la tubería de perforación está cerca de ser el mismo diámetro interno del revestimiento que está siendo corrido. Esto permite al sistema de dardo (FLWP) limpiar tanto la tubería de perforación como el liner, eliminando los tapones limpiadores de liner estándar sobre liners de tamaño pequeño. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

Cuadro 2.16, Especificaciones del sistema de Tapón Limpiador de longitud Completa (FLWP).

Rango de Tubería de Perforación		Dardo de tubería	OD Máximo de Aluminio	OD Máximo del Acero	Copa 1 OD	Copa 2 OD	Copa 3 OD	Copa 4 OD
in/mm	in/mm		in/mm	in/mm	in/mm	in/mm	in/mm	in/mm
3.5 88.9	5 127	1	1.54 39	- -	4.57 116.1	3.54 88.9	4.57 116.1	- -
3.5 88.9	5 127	2	1.77 45	5 127	3.54 88.9	4.57 116.1	3.54 88.9	4.57 116.1
3.5 88.9	5 127	1	1.89 47.9	- -	4.57 116.1	3.54 90	4.57 116.1	- -
3.5 88.9	5 127	2	2.12 53.9	2.87 72.9	3.54 90	4.92 125	3.54 90	4.92 125
3.5 88.9	5.5 139.7	1	1.55 39.3	- -	4.92 125	3.54 90	4.92 125	- -
3.5 88.9	5.5 139.7	2	1.77 45	2.2 56	3.54 90	4.92 125	3.54 90	4.92 125
5 127	- -	1	2.17 55.2	- -	3.54 90	5.32 135	5.32 135	- -
5 127	- -	2	2.5 63.6	2.75 70	3.54 90	5.32 135	3.54 90	5.32 135

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

2.6.1.4.3. Collar Recibidor o Cuello Recibidor.

El Landing collar o cuello recibidor es corrido cerca de la parte inferior de un liner, con el fin de proporcionar un perfil de alojamiento o reposo para el tapón limpiador del liner antes de que llegue el equipo de flotación. Una cualidad importante de este tipo de equipo es que pueden ser perforados sin inconvenientes, gracias al mecanismo anti – rotación que poseen la mayoría de los tamaños y modelos de cuellos recibidores.

Describiéndose a continuación algunos tipos de cuellos recibidores.

➤ Cuello Recibidor LITE.

El cuello recibidor LITE se corre en conjunto con los tapones limpiadores SWP y DWP de Weatherford. El perfil de alojamiento está diseñado para ajustarse con la nariz del tapón limpiador de Liner para proporcionar un golpe confiable. Otra parte integral en el diseño del cuello recibidor es el perfil anti - rotación, sobre el cual el tapón limpiador de liner se aloja, impidiendo la rotación mientras el tapón está siendo perforado.

El diseño modular del cuello recibidor permite que Cácher Sleeves sean corridas según sea necesario, para proteger el equipo de flotación abajo en el pozo. Un cácher sub se corre típicamente para recoger un asiento de bola expandido o el núcleo del tapón principal de cementación del tapón limpiador doble (DWP). Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.17. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

➤ Características.

- a) Mínimo volumen de Aluminio.
- b) Proporciona un perfil de alojamiento para el golpe del tapón.

➤ Beneficios.

- a) Reduce tiempos de perforación.
- b) No requiere de uniones substitutas adicionales.

➤ Aplicación.

- a) El cuello recibidor LITE es ubicado en el tope del shoe track determinado y es corrido en conjunto con los tapones limpiadores dobles (DWP) o sencillos (SWP) de Weatherford.

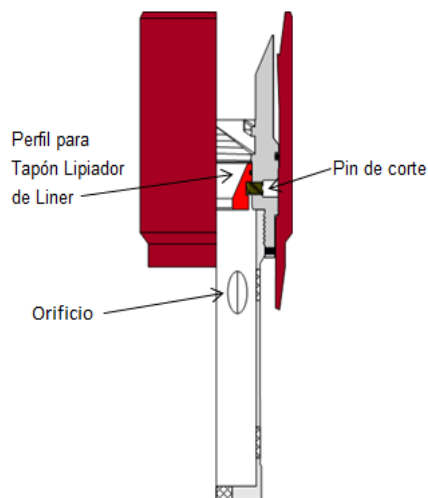


Gráfico 2.24; Cuello recibidor LITE.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.17, Especificaciones del cuello recibidor LITE.

Tamaño de Liner	Peso de Liner	Seguro para Tapón ID
in/mm	lb/ft	in/mm
5 127	Como se especifique	2.91 73.91
5.5 139.7	Como se especifique	2.91 73.91
6.625 168.3	Como se especifique	3.46 87.88
7 177.8	Como se especifique	3.46 87.88
7.625 193.7	Como se especifique	3.46 87.88

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Cuello Recibidor PL.

El cuello recibidor PL de Weatherford proporciona un asiento y un cerrojo para el tapón limpiador de liner estándar (LWP). Cuando se bombea hacia abajo el tapón es asegurado y sellado dentro del tapón limpiador de liner estándar, y el tapón limpiador de liner estándar es asegurado y asentado en el cuello recibidor PL, dando a que se forme una válvula de contrapresión. Este conjunto mantendrá la presión desde arriba y abajo. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.18.

➤ Características.

a) Seguro interno para recibir al tapón limpiador de liner.

b) Posee todas las partes internas perforables.

➤ Beneficios.

a) Mantiene la presión tanto por arriba como por abajo.

b) Proporciona un indicador positivo de que el tapón limpiador de liner ha golpeado.

➤ Aplicación.

a) El cuello recibidor PL es ubicado en el tope del shoe track determinado por encima de todo el resto del equipo de flotación, y es corrido en conjunto con el tapón limpiador de liner estándar de Weatherford.

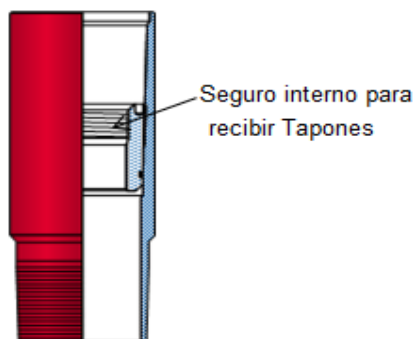


Gráfico 2.25; Cuello recibidor PL.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.18, Especificaciones del cuello recibidor PL.

Tamaño de Liner in/mm	Peso de Liner lb/ft	Seguro del Tapón ID in/mm
5 127	como especificación	2.995 76.1
5.5 139.7	como especificación	2.995 76.1
7 177.8	como especificación	4.662 118.4
7.625 193.7	como especificación	4.657 118.3

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

2.6.1.5. Herramientas de corrida.

Las herramientas de corrida son utilizadas para transportar el colgador de liner al fondo, fijarlo, ejecutar un trabajo de cementación, y fijar la empacadura de tope de liner.

➤ Casquete flotante anti escombros (FJB).

El casquete flotante anti-escombros (FJB) flota en un colchón de agua dulce en el PBR para prevenir la entrada de escombros y proteger las herramientas de instalación durante la corrida del liner, el asentamiento del colgador, la liberación de la herramienta de instalación y la cementación. El sistema FJB permanece fijo hasta que el Packer se asienta para evitar que los escombros se acumulen alrededor de la herramienta de instalación e impidan su liberación. Debido a que el sistema FJB es fijo, la sarta de perforación puede subirse para verificar la liberación sin miedo de que los escombros caigan dentro del PBR e interfieran con las herramientas de instalación. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.19.

➤ Características.

- a) Sistema sellado completamente.
- b) Equipado con cuchillas para cortar los escombros o cemento.

➤ Beneficios.

- a) Evita que los escombros caigan dentro del PBR impidiendo así que las herramientas de corrida se adhieran al PBR.
- b) Proporciona un sello entre los equipos del liner y la sarta de herramientas de corrida.
- c) Incrementa la confiabilidad del funcionamiento del activador de empacadura y herramientas de corrida.

➤ Aplicación.

- a) Para liners que se van a cementarse.
- b) Formaciones no consolidadas, especialmente con altas desviaciones.
- c) Condiciones de pozo que crean recortes en el tope del liner.

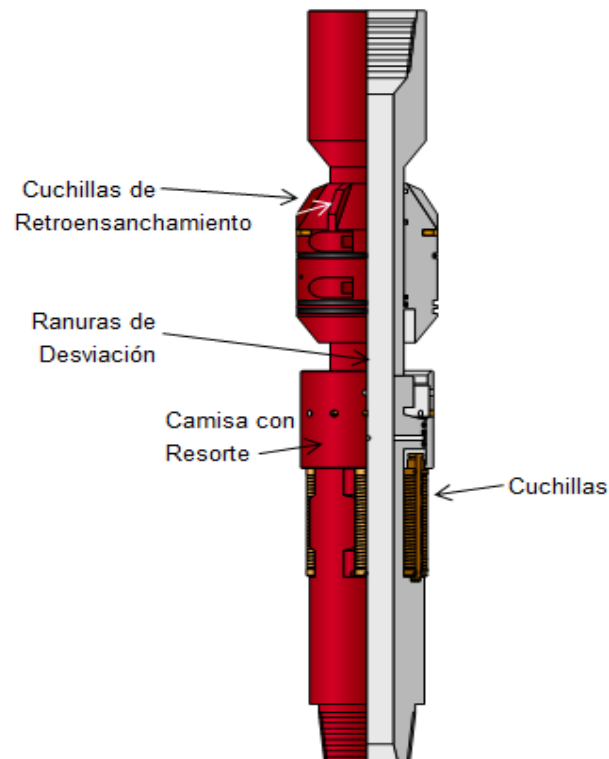


Gráfico 2.26; Casquete flotante anti escombros (FJB).

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.19, Especificaciones del Casquete flotante anti escombros (FJB).

Tamaño	OD	ID	PBR ID	Conexión	Estallido	Colapso	Tensión	Max Torque
in/mm	in/mm	in/mm	in/mm		psi/Mpa	psi/Mpa	Kip/kN	lb-ft/N-m
5	5.24	1.95	5.25	3-1/2" IF	22990	21030	376	17000
127	133.1	49.5	133.4		158.5	145	1673	23049
5	5.11	1.95	5.125	3-1/2" IF	22990	21030	376	17000
127	129.9	49.5	130.2		158.5	145	1673	23049
7	7.17	2.79	7.181	4-1/2" IF	28100	25170	778	42000
177.8	182.1	70.9	182.4		193.7	173.5	3461	56944
7	7.37	2.79	7.375	4-1/2" IF	28100	25170	778	42000
177.8	187.2	70.9	187.3		193.7	173.5	3461	56944
7.625	7.17	2.79	7.75	4-1/2" IF	28100	25170	778	42000
193.7	182.1	70.9	196.9		193.7	173.5	3461	56944
7.625	7.84	2.79	7.846	4-1/2" IF	28100	25170	778	42000
193.7	199.1	70.9	199.3		193.7	173.5	3461	56944
9.625	9.65	2.79	9.659	4-1/2" IF	28100	25170	778	42000
244.5	245.1	70.9	245.3		193.7	173.5	3461	56944
9.625	10.62	2.79	10.629	4-1/2" IF	28100	25170	778	42000
244.5	269.7	70.9	270		193.7	173.5	3461	56944
9.625	9.66	4.13	9.659	6-5/8" FH	34100	29790	1335	130000
244.5	245.4	104.9	245.3		235.1	205.4	5938	176256

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Activador de empacaduras de tope de liner (RPA).

Un activador de empacadura de tope de liner se corre en el ensamble de la herramienta de corrida, cada vez que una empacadura de compresión de tope de liner es corrida como parte integral del ensamblaje de un colgador. Tiene la facilidad de rotar mientras se aplica el peso para el asentamiento. Esta característica ofrece una ventaja en los pozos donde la tubería de perforación no tiene suficiente peso para ser aplicado o donde el peso tiene que ser “trabajado” abajo. El activador está localizado encima de la herramienta de asentamiento y “encamisado” dentro del receptáculo PBR. La herramienta actúa como un perfil “No-Go”, donde el peso puede ser aplicado para activar el mecanismo de asentamiento de la empacadura. Tomado de: liner hangers Textbook Weatherford.

Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.20.

➤ Características.

a) Su diseño con un cuerpo sólido garantiza confiabilidad para aplicaciones donde se requiere alto torque/carga.

b) Sus cojinetes axiales permiten la rotación de la tubería de perforación mientras se aplica peso al tope de liner para activar la empacadura.

➤ Beneficios.

a) La rotación mejora que el peso sea transmitido hacia el fondo del pozo, especialmente en pozos desviados o donde el pandeo y la torsión tienden a originarse.

➤ Aplicación.

a) Utilizado en cualquier momento que una empacadura de liner se la corra integralmente con el sistema primario de colgador de liner.

b) Utilizado cuando la empacadura de liner TSP se corre con un mandril de sellos para el receptáculo como una segunda empacadura aislante.

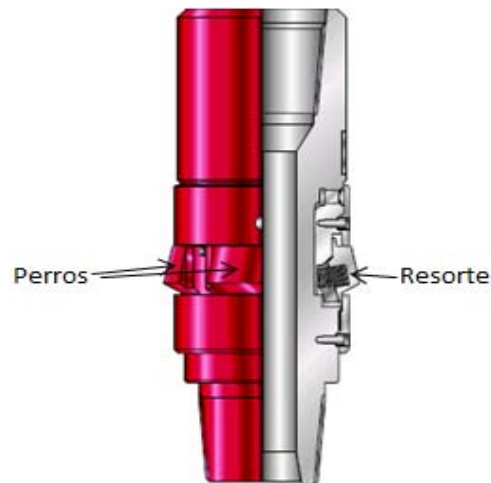


Gráfico 2.27; Activador de empacadura de tope de liner (RPA).

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.20, Especificaciones del activador de empacaduras de tope de liner (RPA).

Tamaño in/mm	Conexión	OD in/mm	ID in/mm	Estallido psi/Mpa	Colapso psi/Mpa	Tensión Kip/kN	Max Torque lb-ft/N-m	Max Carga Kip/kN
5 127	3 1/2 IF	5.24 133.1	1.98 50.3	36880 254	30700 212	454 1998	21000 29400	124 256
5.5 139.7	3 1/2 IF	5.24 133.1	1.98 50.3	36880 254	30700 212	454 1998	21000 29400	124 256
7 177.8	4 1/2 IF	7.11 180.6	2.8 71.1	38240 264	31600 218	929 4088	60000 84000	55 242
7 177.8	4 1/2 IF	7.11 180.6	2.8 71.1	38240 264	31600 218	929 4088	60000 84000	55 242

Cuadro 2.20, (Cont).

Tamaño in/mm	Conexión	OD in/mm	ID in/mm	Estallido psi/Mpa	Colapso psi/Mpa	Tensión Kip/kN	Max Torque lb-ft/N-m	Max Carga Kip/kN
7.625 193.7	4 1/2 IF	7.11 180.6	2.8 71.1	38240 264	31600 218	929 4088	60000 84000	55 242
9.625 244.5		9.47 240.5	2.8 71.1	38240 264	31600 218	929 4088	60000 84000	55 242
9.625 244.5	6 5/8 FH	10.22 259.6	4.13 104.9	31820 219	28070 194	1299 5716	116000 162400	81 356

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Herramienta de corrida R con seguro hidráulico.

La herramienta R es una herramienta de corrida premium de alto torque con capacidad para perforar cuando se baja. Un operador libera la herramienta del liner poniéndola en compresión y rotando la sarta de perforación 4 vueltas a la derecha.

Es compatible con el sistema de cubierta flotante de escombros, convirtiéndose en una de las herramientas más confiables de la industria.

Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.21.

➤ Características.

- a) Cuerpo sólido con conexión para tubería de perforación en el extremo superior.
- b) Altos rangos de torque para rotar liners.
- c) Camisa de liberación se activa hidráulicamente antes de que esta se libere del liner.

➤ Beneficios.

- a) Permite rotación durante la corrida y operaciones de cementación.
- b) Proporciona un medio positivo de liberación.

➤ Aplicación.

- a) Útil en aplicaciones donde se presenta alto torque, cuando el liner requiera de rotación durante la corrida y/o la cementación. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

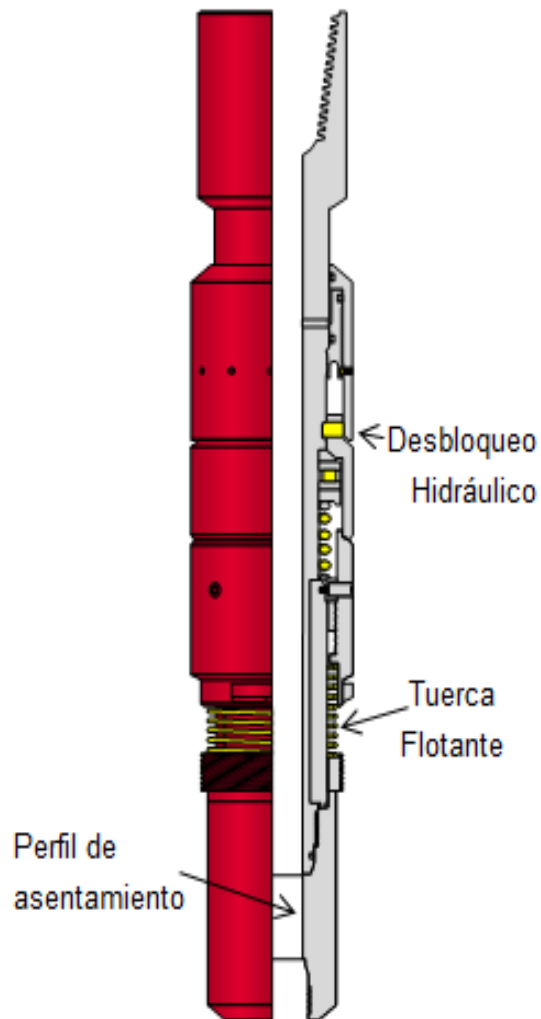


Gráfico 2.28; Herramienta de corrida R.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.21, Especificaciones de la herramienta de corrida R.

Tamaño	OD	ID	Conexión	Max Presión de Activación	Max torque
in/mm	in/mm	in/mm		PSI/Mpa	lbs-ft/N-m
5	5.2	2	3-1/2 IF	2700	15000
127	132.1	50.8		18.6	20337
7	7.09	2.56	4-1/2 IF	3700	25000
177.8	180.1	65		25.5	33895
7	7.46	2.56	4-1/2 IF	3500	25000
177.8	189.5	65		24.1	33895
9.625	10.44	2.56	4-1/2 IF	3500	25000
244.5	265.2	60		24.1	33895
9.625	10.45	4.06	6-5/8 FH	2000	68000
244.5	265.4	103.1		13.8	92196

Cuadro 2.21, (Cont).

Tamaño	OD	ID	Conexión	Max Presión de Activación	Max torque
in/mm	in/mm	in/mm		PSI/Mpa	lbs-ft/N-m
10.75 273.1	10.83 275.1	4.06 103.1	6-5/8 FH	2000 13.8	68000 92196
11.75 298.5	11.49 291.8	2.56 60	4-1/2 IF	3500 24.1	25000 33895

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Herramienta de corrida HNG de liberación hidráulica.

La herramienta de corrida de liberación hidráulica (HNG) es utilizada para correr sistemas de colgadores de liner rotatorios cada vez que la geometría o las pobres condiciones del pozo requieran que la sarta del liner sea rotada bajo tensión o compresión. Esta herramienta de corrida no liberara al colgador de liner antes de tiempo ni cuando se gire a la derecha ni cuando haya torque residual en la sarta. De hecho, esto permite que el liner sea girado y empujado al fondo simultáneamente o perforado en su posición. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.22. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

➤ Características.

- a) Su diseño resistente para altos límites de carga/torque permiten operaciones con grandes y pesados liners.
- b) Liberación primaria del liner es hidráulica.
- c) Liberamiento de emergencia a la izquierda.
- d) Camisa de torque cargada con resorte asegura un enganche positivo del sistema de torque con el colgador de liner en tensión o compresión.

➤ Beneficios.

- a) Permite rotar a la derecha mientras se levanta o empuja al liner dentro del pozo y puede ser liberada mecánicamente si es necesario.

➤ Aplicación.

- a) La Herramienta está diseñada para utilizarse en pozos horizontales y desviados donde esta puede ser necesaria para trabajar con el liner en el fondo con torque en tensión y compresión.

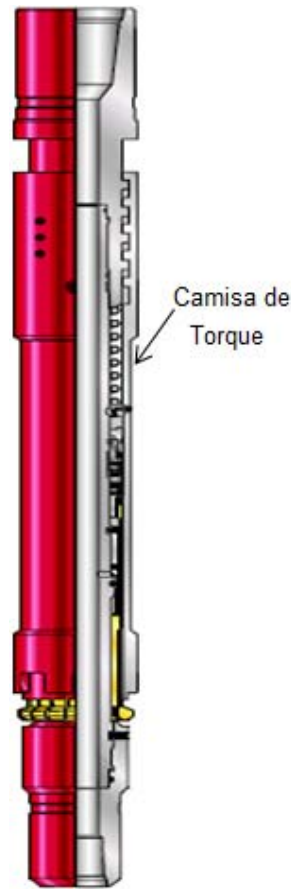


Gráfico 2.29; Herramienta de corrida HNG.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.22, Especificaciones de la herramienta de corrida HNG.

Tamaño in/mm	Max OD in/mm	Min ID in/mm	Trayectoria Axial in/mm	Conexión	
				Caja Tope	Caja Fondo
5 127	5.19 131.8	2 50.8	0.467 11.9	3-1/2" IF	2 3/8" Eu 8 Rnd
5.5 139.7	5.94 150.9	2 50.8	0.467 11.9	3-1/2" IF	2 3/8" Eu 8 Rnd
7 177.8	7.34 186.4	2.75 69.9	0.511 13	4-1/2" IF	3 1/2" Eu 8 Rnd

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Herramienta de corrida S.

La herramienta tipo "S" es una herramienta de asentamiento de liner tipo estática (sin rotación), que permite que la sarta de liner o empacadura sea corrida en el pozo sin girar la sarta de corrida.

La herramienta de corrida S posee conexiones para tubería de perforación en el tope y en la base, que permite la corrida o bajada de una sarta interna para mejorar la cementación del liner o para limpiar el hoyo mientras se corre una empacadura de aislamiento. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.23. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

➤ Características.

- a) Capacidad de tensión extremadamente alta.
- b) Se libera por aplicación de peso y rotación a la derecha a través de la sarta de corrida.

➤ Beneficios.

- a) Su resistencia a tensiones altas la hace muy útil para liners bastante grandes que no requieren de rotación mientras se despliega o se cimenta el liner.

➤ Aplicación.

- a) Diseñado principalmente para operaciones de colgadores de liner que no requieran de rotación en pozos verticales o pozos no tan desviados, y operaciones con empacaduras donde la rotación de la herramienta no se considere necesaria.
- b) Típicamente utilizada cuando se corre una empacadura de aislamiento de tope de liner de segundo viaje.

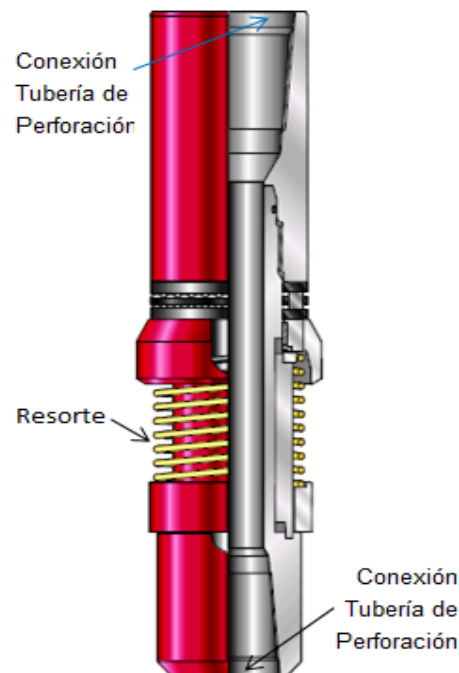


Gráfico 2.30; Herramienta de corrida S.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.23, Especificaciones de la herramienta de corrida S.

Tamaño	Max OD	Min ID	Conexión		Cedencia	Estallido	Colapso	Tensión	Max Carga sobre rodamientos
			Tope	Fondo					
5	5.21	2	3-1/2	2-3/8	110000	23850	27020	349	29
127	132.3	50.8	IF	8-Rnd	758	164.4	186.3	1552	129
5	5.18	2	3-1/2	2-3/8	110000	23850	27020	349	29
127	131.4	50.8	IF	8-Rnd	758	164.4	186.3	1552	129
7	7.43	2.8	4-1/2	3-1/2	110000	24740	25520	656	52
177.8	188.7	71.1	IF	IF	758	170.6	176	2918	231
7	6.32	2.8	4-1/2	3-1/2	110000	24740	25520	656	52
177.8	160.5	71.1	IF	IF	758	170.6	176	2918	231
7.625	7.66	2.8	4-1/2	3-1/2	110000	24740	25520	656	52
193.7	194.6	71.1	IF	IF	758	170.6	176	2918	231
9.625	10.56	2.78	4-1/2	4-1/2	110000	54410	44310	2693	274
244.5	268.2	70.6	IF	IF	758	375.1	305.5	11979	1219
9.625	9.59	2.78	4-1/2	4-1/2	110000	54410	44310	2693	274
244.5	243.7	70.6	IF	IF	758	375.1	305.5	11979	1219

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Herramienta de corrida SDD.

La herramienta SDD es una herramienta de corrida de liberación mecánica que permite perforar cuando se baja y que se utiliza para liners que requieran rotación durante el despliegue.

La herramienta posee una conexión para tubería de perforación sobre su extremo superior, y una sección de perros en la parte inferior que es utilizada para transmitir torque desde la sarta de tubería de perforación dentro del liner. La herramienta SDD se libera fácilmente girándolo 1/6 de vuelta a la izquierda, colocando la herramienta de corrida en compresión, y rotándolo 10 vueltas a la derecha con tubería de perforación. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.24.

➤ Características.

- Conexión para tubería de perforación en su tope.
- Conexión interna acme acuñada para altos rangos de torque.
- Perros o candados para perforar cuando se baja y transmitir torque al liner.

➤ Beneficios.

a) Puede rotarse el liner a la derecha mientras esta en compresión sin que esta se libere prematuramente.

b) Mecanismo de liberación mecánica.

➤ Aplicación.

a) Útil para correr liners que requieren rotación y aplicación de peso para ayudar a mover el liner a la profundidad requerida. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

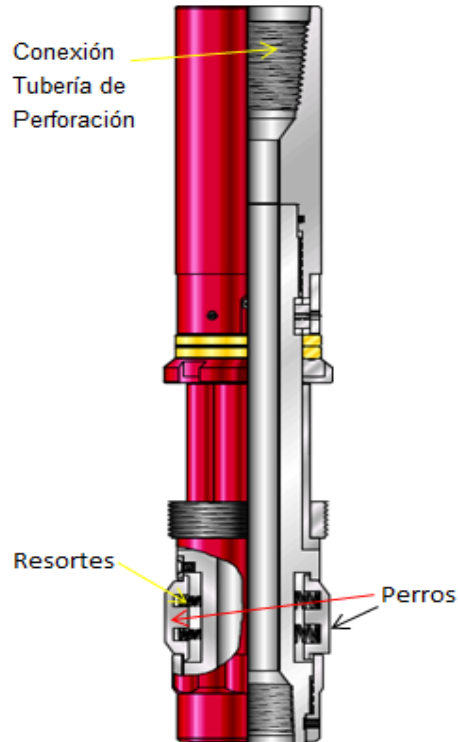


Gráfico 2.31: Herramienta de corrida SDD.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.24, Especificaciones de la herramienta de corrida SSD.

Tamaño in/mm	Max OD in/mm	Min ID in/mm	Conexión		Max torque lbs-ft	Numero de Parte
			Caja Tope	Caja Fondo		
4.5 114.3	4.94 125.4	2 50.8	3-1/2" IF	2-3/8 EUE	13000	LHA008407
5 127	4.94 125.4	2 50.8	3-1/2" IF	2-3/8 EUE	13000	LHA008408
5.5 139.7	5.48 139.3	2 50.8	3-1/2" IF	2-3/8 EUE	15000	LHA008413

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Herramienta de corrida SD.

La herramienta SD lleva al sistema de liner para asentarlos a la profundidad requerida mediante la conexión a la camisa de liberación con una tuerca flotadora sobre un mandril tipo Kelly. La tuerca y el cojinete de empuje están diseñados para un fácil liberamiento del liner después de la instalación. La herramienta SD posee perros cargados con resortes que permiten al liner ser rotado sin que esta se libere prematuramente. La herramienta se libera mediante la aplicación de 1000 a 2000 lbs de peso de tubería de perforación sobre esta mientras se la gira de 10 a 15 vueltas a la derecha. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.25.

➤ Características.

a) Candados con resortes cargados permiten al liner ser rotado.

➤ Beneficios.

a) Liner puede ser rotado a la derecha mientras está en tensión sin que se libere prematuramente.

➤ Aplicación.

a) Utilizada en aplicaciones donde la rotación del liner puede ser necesaria durante el despliegue y/o cementación. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

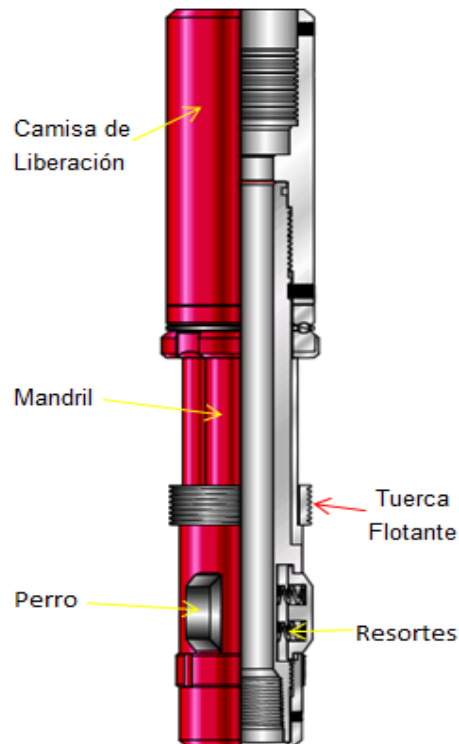


Gráfico 2.32; Herramienta de corrida SD.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.25, Especificaciones de la herramienta de corrida SD.

Tamaño in/mm	Max OD in/mm	Min ID in/mm	Conexión		Cedencia PSI/Mpa
			Caja Tope	Caja Fondo	
4.5 114.3	4.94 125.4	2 50.8	3.45-5 Stub Acme	2.375" 8-Rnd	125000 862
5 127	4.94 125.4	2 50.8	3.45-5 Stub Acme	2.375" 8-Rnd	125000 862
5.5 139.7	5.48 139.3	2 50.8	3.45-5 Stub Acme	2.375" 8-Rnd	125000 862
7 177.8	6.984 177.4	2.75 69.9	4.438-4 Stub Acme	3.5" 10-Rnd	125000 862
7.625 193.7	7.69 195.3	2.75 69.9	4.438-4 Stub Acme	3.5" 10-Rnd	125000 862

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Herramienta de corrida SC.

La herramienta SC está equipada con un embrague anexo al cojinete de empuje. El embrague se acopla con un perfil sobre la camisa de asentamiento RSC y sobre empacaduras CSP y CSPH de tamaño pequeño. Con el liner en tensión, el embrague permite rotar el liner a la derecha sin que se libere la herramienta de asentamiento del liner. Aplicando peso se desengancha el embrague, mientras que la rotación más a la derecha libera la tuerca de la herramienta de asentamiento.

Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.26.

➤ Características.

- a) Embrague para rotar a la derecha mientras esta en tensión.
- b) Tuerca flotante montada sobre un mandril tipo kelly.
- c) Cojinetes de empuje diseñados para fácil liberación del liner.

➤ Beneficios.

- a) Liner puede ser rotado a la derecha en tensión mientras el embrague se engancha sin liberación de la herramienta de asentamiento del liner.
- b) Fácil liberación del liner con la aplicación de peso y rotación a la derecha.

➤ Aplicación.

a) Utilizado en corrida de liners que requieren mínima rotación y aplicación de peso para alcanzar la profundidad requerida. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

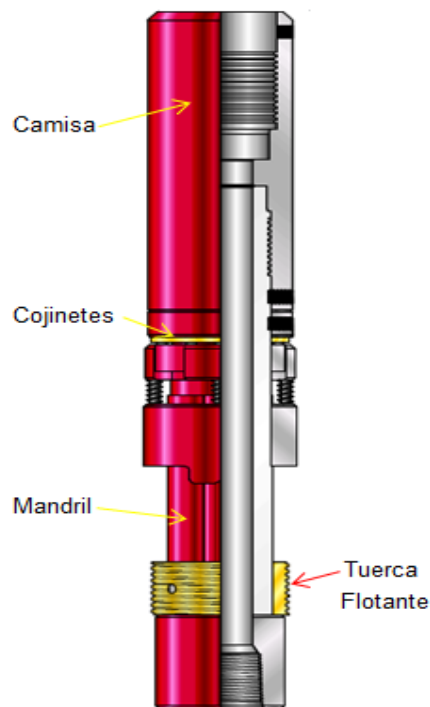


Gráfico 2.33; Herramienta de corrida SC.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.26, Especificaciones de la herramienta de corrida SC.

Tamaño in/mm	Max OD in/mm	Min ID in/mm	Conexión		Cedencia psi/Mpa
			Caja Tope	Caja Fondo	
3.5 88.9	3.63 92.2	1.5 38.1	2.75-6 Stub Acme	2.063" IJ	125000 862
4 101.6	3.94 100.1	1.5 38.1	2.75-6 Stub Acme	2.063" IJ	125000 862

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Herramienta de corrida RRT.

Utilizada para desplegar conjuntos de colgadores de liner mecánicos e hidráulicos. La herramienta RRT posee un conjunto de ranuras que permiten que el torque sea transmitido al tope del liner. La herramienta RRT solamente puede ser liberada con el peso del drill pipe ya sea en neutro o en compresión en el tope del liner. La herramienta se libera con rotación a la derecha.

Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.27.

➤ Características.

- a) Perros o candados de accionamiento transmiten torque al liner.
- b) Capacidad para correr grandes y pesados liners.

➤ Beneficios.

- a) Liner puede ser rotado a la derecha solo mientras esta en tensión.

➤ Aplicación.

- a) Utilizado en corrida de liners que no requieran rotación y la aplicación de peso para conseguir asentar el liner a la profundidad requerida. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

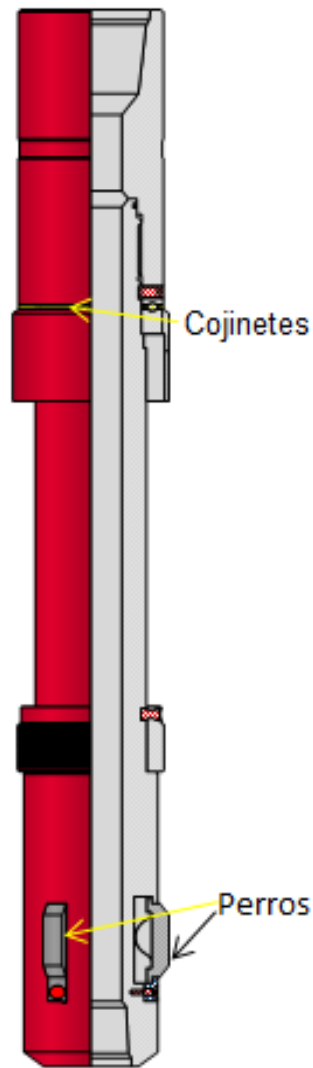


Gráfico 2.34; Herramienta de corrida RRT.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.27, Especificaciones de la herramienta de corrida RRT.

Tamaño in/mm	Max OD in/mm	Min ID in/mm	Conexiones		Rosca de Corrida	Numero de parte
			Caja Tope	Caja Fondo		
5 127	5 127	2 50.8	3-1/2 IF	2-3/8 API 8-Rnd	4.605 Especial-LH	RRT12700
5 127	5.48 139.2	2 50.8	3-1/2 IF	2-3/8 API 8-Rnd	5.165 Especial-LH	RRT12720
5.5 139.7	5.48 139.2	2 50.8	3-1/2 IF	2-3/8 API 8-Rnd	5.165 Especial-LH	RRT14000
7 177.8	7 177.8	2.75 69.9	Como se especifique	3-1/2 8-Rnd Especial	6.547 Especial-LH	RRT17800
7 177.8	7 177.8	2.75 69.9	Como se especifique	3-1/2 8-Rnd Especial	6.547 Especial-LH	RRT17820
7.625 193.7	7.6 193	2.75 69.9	Como se especifique	3-1/2 8-Rnd Especial	7.155 - 5 Acme-LH	RRT19420
9.625 244.5	5.48 139.2	2.75 69.9	Como se especifique	3-1/2 8-Rnd Especial	9.047 - 5 Acme-LH	RRT24420

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Herramienta de corrida TNG.

La herramienta TNG es una herramienta de corrida sencilla tipo tuerca que no tiene la capacidad para rotar un liner. El propósito general de la herramienta de corrida TNG es para correr colgadores de liner que serán asentados hidráulicamente o mecánicamente con rotación a la izquierda y cuando la rotación del liner no sea necesaria en cualquier momento durante el despliegue.

La herramienta TNG se libera mediante la colocación de esta en una posición de peso neutro y rotando 10 vueltas a la derecha con la sarta de tubería de perforación. Presentándose las respectivas especificaciones de la herramienta TNG en el cuadro 2.28. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

➤ Características.

- a) Rotación a la derecha para liberarse.
- b) Alta capacidad de tensión.
- c) Los cojinetes permiten que la tubería de perforación sea posicionada en un estado compresivo cuando se libera desde el liner.

➤ Beneficios.

a) Sencilla para liberar.

b) Puede ser utilizado sobre colgadores de liner hidráulicos o mecánicos.

➤ Aplicación.

a) Para correr liners cuando no se considere necesaria la rotación durante el despliegue.

b) Para correr algunos tipos de empacaduras de aislamiento de segundo viaje.

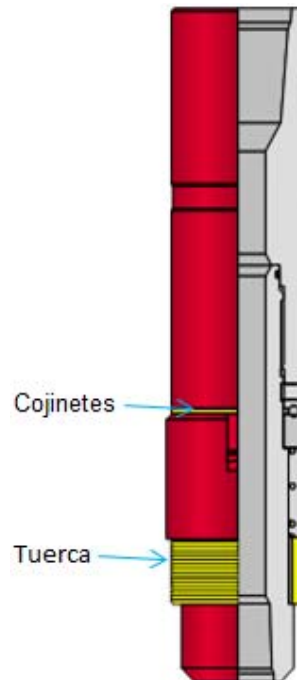


Gráfico 2.35; Herramienta de corrida TNG.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.28, Especificaciones de la herramienta de corrida TNG.

Tamaño in/mm	OD in/mm	ID in/mm	Conexión	
			Caja Up	Caja Down
4 101.6	4 101.6	2 50.8	2.875 EUE	2.375EUE
5 127	5 127	2 50.8	Como se requiera	2.375 EUE
5.5 139.7	5.48 139.2	2 50.8	Como se requiera	2.375EUE
7 177.8	7 177.8	2.75 69.9	Como se requiera	3.5 8RD

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

2.6.1.6. Obturadores de Cementación.

Un obturador de cementación es utilizado para proporcionar un sello entre el diámetro interno del liner y el diámetro externo de la sarta de trabajo. El sello asegura que el cemento pase a través del zapato del liner y también permite presurizar el liner a fin de activar las herramientas de asentamiento hidráulico. (Ver Gráfico 2.36).

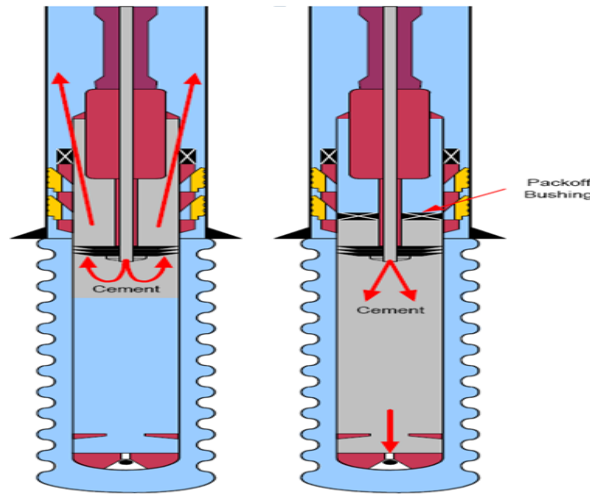


Gráfico 2.36; Obturador o sello para cementación.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Presentándose a continuación un par de obturadores de cementación recuperables de Weatherford.

➤ Mandril de sellos recuperable (RSM).

El obturador RSM es un Sealing sub que contiene sellos internos y externos, también es una parte opcional del conjunto de herramientas de corrida. Está diseñado para ajustarse al perfil ubicado en el cuerpo de la empacadura de tope de liner TSP que proporciona el calibre para los sellos externos y el perfil de seguro para los perros o candados. Los sellos internos sellan alrededor de un stinger corrido debajo de la herramienta de asentamiento. Esto se logra mediante el uso de un levantador (pick up sub) conectado al fondo del stinger. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.29. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

➤ Características.

- a) El obturador es recuperable con la herramienta de corrida para dejar libre el diámetro interno del liner.
- b) Incorporación de un sistema de juntas para eliminar el movimiento del tapón limpiador de liner antes de la cementación.

c) Puede ser liberado con la herramienta shifting cizallando los pines de corte de la camisa interna, permitiendo que los cerrojos se retraigan hacia dentro del cuerpo.

➤ Beneficios.

a) Reduce las fuerzas hidráulicas que afectan a la sarta de herramientas de corrida durante las operaciones de cementación, especialmente cuando el tapón limpiador es desplazado.

b) Debido a que el tubo pulido no está directamente conectado al tapón limpiador de liner, el tapón limpiador de liner no tiene que ser sacado dentro del liner cuando el operador recoge para verificar el liberamiento de la herramienta de corrida.

c) Ahorra tiempo de taladro eliminando la necesidad de perforar un buje obturador de aluminio en el tope del liner.

➤ Aplicación.

a) El obturador RSM es utilizado como el sello de tope del liner entre la sarta de corrida y el liner. Esto permite que la presión sea restaurada contra el asiento de bola que se encuentra más abajo en el pozo para asentar colgadores de liner hidráulicos. También asegura que toda la circulación del lodo o cemento se realice por debajo, por el fondo del liner y no alrededor de la parte inferior de la sarta de corrida que está en el tope del liner. El sistema de tapón limpiador de liner puede ser anexado al obturador RSM por medio de juntas.

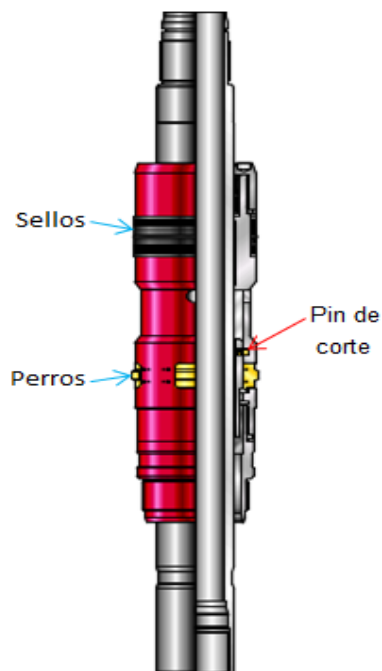


Gráfico 2.37; Mandril de Sellos recuperable (RSM).

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford

Cuadro 2.29, Especificaciones del mandril de sello recuperable (RSM).

Tamaño in/mm	Peso lb/ft	OD in/mm	Sello OD in/mm	ID in/mm	Cedencia psi/Mpa	Max Liberación kip/Kn
5 127	15	4.35 110.5	4.33 110	2.78 70.6	110 758	7 31
5 127	18	4.27 108.5	4.3 109.2	2.78 70.6	110 758	7 31
5 127	23.2	4.03 102.4	4.05 102.9	2.78 70.6	110 758	7 31
5.5 139.7	17	4.86 123.4	4.88 124	2.78 70.6	110 758	7 31
7 177.8	23 - 26	6.25 158.8	6.28 159.5	3.96 100.6	110 758	11 48
7 177.8	26	6.18 157	6.188 157.2	3.96 100.6	110 758	11 48
7 177.8	29 - 32	6.1 154.9	6.12 155.4	3.96 100.6	110 758	11 48
7 177.8	35 - 38	5.97 151.6	5.98 151.9	3.96 100.6	110 758	11 48
7.625 193.7	39 - 46.1	6.51 165.4	6.53 165.9	3.96 100.6	110 758	11 48
9.625 244.5	40 - 58.4	8.98 228.1	8.55 217.2	3.96 100.6	110 758	11 48
9.625 244.5	53.5	8.81 223.8	8.55 217.2	5.58 141.7	135 931	11 48

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

➤ Obturador de cementación recuperable (RCP).

El obturador de cementación recuperable (RCP) es utilizado para proporcionar un sello entre el liner y la herramienta de asentamiento durante las operaciones de cementación, evitando la contaminación del cemento. Después que la cementación ha finalizado y que el buje está listo para ser recuperado, la herramienta de asentamiento es recogida, un anillo de recuperación en el extremo de la junta pulida desacopla el RCP desde la camisa de liberación, y todo el conjunto puede ser levantado y sacado del pozo, sin dejar sellos permanentes para ser perforados después. Presentándose las respectivas especificaciones en el cuadro 2.30.

➤ Características.

a) Posee sellos Poli pack externos y sellos chevron internos.

b) Perros o candados de bloqueo agarran la posición del obturador hasta su liberación.

➤ Beneficios.

a) Todo el conjunto puede ser levantado y sacado del pozo, sin dejar sellos permanentes para ser perforados más tarde. Tomado de: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

➤ Aplicación.

a) El obturador de cementación recuperable (RCP) es utilizado para proporcionar un sello entre el liner y la herramienta de asentamiento durante la cementación.

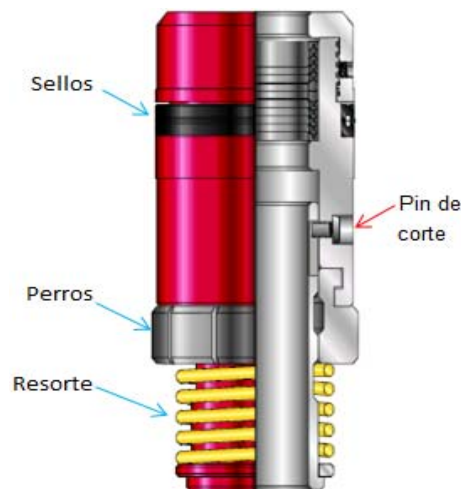


Gráfico 2.38; Obturador de cementación recuperable (RCP).

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

Cuadro 2.30, Especificaciones del obturador de cementación recuperable (RCP).

Tamaño de Liner	Peso de Liner	Min ID	Max OD
in/mm	lb/ft	in/mm	in/mm
5 127	15 - 23.2	2.635 66.9	4.37 111
5.5 139.7	15.5 - 26	2.635 66.9	4.87 123.7
7 177.8	23 - 29	3.51 89.2	6.245 158.6
7.625 193.7	24 - 39	3.51 89.2	6.995 177.7
9.625 244.5	36 - 53.5	3.51 89.2	8.87 225.3

Fuente: Liner Hangers Textbook Weatherford.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

2.6.2.Consideraciones para el diseño de un Sistema de Colgador de liner Convencional.

A continuación se presenta una serie de consideraciones que pueden ser utilizados como referencia al momento de diseñar un sistema de colgador de Liner. Tomado de: Weatherford's Liner Systems HANG TOUGH Textbook.

- Tamaño, peso, grado de acero y profundidad de asentamiento del casing.
- Tamaño, peso, grado de acero, conexiones y longitud del liner.
- Profundidad de asentamiento e Inclinación del colgador de Liner.
- Operaciones de terminación/estimulación después de instalar el liner.
- Cargas aplicadas al colgador de liner provenientes del peso del liner y operaciones hidráulicas.
- Fluidos de completación y/o del pozo a los cuales puede estar expuesto el Liner
- Presión, Temperaturas y tensiones a las cuales pueden estar expuestos los equipos de liner.

2.6.3.Sistema de Colgador de Liner Expandible como Aplicación de la Tecnología tubular Expandible.

2.6.3.1. Introducción.

La tecnología tubular expandible involucra un proceso que expande radialmente a la tubería dentro del pozo, especialmente en aquellos ambientes considerados de alto riesgo como los pozos profundos.

El concepto de colgadores de liners expandibles se ve sencillo, pero el proceso completo es complejo e involucra muchos mecanismos fundamentales. Las soluciones que hoy día ofrece la tubería expandible están basadas en modelajes analíticos, pruebas de laboratorio y novedosos mecanismos de expansión.

En su forma más simple, los sistemas tubulares expandibles involucran el trabajo en frío del acero en el fondo del pozo. Considerándose para este caso como trabajo en frío a toda operación donde la temperatura de trabajo de la herramienta no sobrepasa los 300 °C. Un cono y un mandril en la que el cono está montado comprenden los componentes principales del sistema que mecánicamente y permanentemente deforman o expanden la tubería en un proceso de deformación plástica. La

presión hidráulica aplicada directamente al conjunto mediante el bombeo de fluido a través de la sarta de trabajo que está conectada al conjunto, impulsa al conjunto a través de la tubería, logrando así la expansión de la tubería en su región plástica del material. De esta manera se reduce sensiblemente cualquier defecto del acero a la vez de que se incrementa su resistencia a la fractura. Donde las propiedades mecánicas de la tubería son especialmente críticas para un proceso de expansión exitosa (por ejemplo, la capacidad de estallido y la fuerza de tensión), tolerancias de fabricación de la tubería (por ejemplo, espesor de pared y ovalidad), el diseño tubular de conexión, el diseño del cono y la lubricidad entre el cono y la tubería a ser expandida.

Hasta estos momentos, esta tecnología expandible se aplica a dos tipos de tubulares: la Sólida y los Ranurados. En lo que respecta a nuestro análisis se hará referencia a la primera.

2.6.3.2. Consideraciones de diseño de Sistemas de Colgadores de Liner Expandibles.

Las consideraciones para el diseño inicial de sistemas de colgadores de Liner Expandibles incluyen los siguientes puntos. Tomado de: Paper OTC 14313.

- Incorporar características tubulares expandibles sólidas en las uniones de anclas expandibles para proporcionar una máxima capacidad de carga axial e integridad de la presión en el espacio anular liner/casing.
- Minimizar el diámetro externo del colgador de Liner expandible para un mayor paso libre en la corrida mientras que se mantiene la carga axial y desempeño de la Presión.
- Proporcionar capacidad reciprocante y rotacional al conjunto de herramientas de asentamiento y corrida del liner.
- Incorporar sistemas convencionales de tapones limpiadores de cemento y equipo de flotación estándar en el sistema de colgador de liner expandible.

2.6.3.3. Especificaciones para el Sistema.

Las especificaciones iniciales sobre colgadores de Liner expandible incluyen lo siguiente.

- Capaz de asentarse en casing de 9 5/8", 47 a 53 lb/ft y suspender liners de 7 5/8" o más pequeños.
- Capaz de suspender un mínimo de 250000 libras de peso de liner a 250 °F con elastómeros estándar compuestos de nitrilo (otros compuestos están disponibles para incrementar el rango de temperatura a 400 °F).

- Proporcionar una presión de trabajo para estallido de 8000 psi y presión de colapso de 4000 psi.
- Calificar al sistema hacia las directrices ISO 14310 para sistemas de empaaduras.

2.6.3.4. Calificación del Sistema.

Las pruebas de calificación inicial incluyen lo siguiente. Tomado de: Paper OTC 14313.

- Pruebas potenciales a los materiales del cuerpo del colgador de liner expandible para determinar los parámetros de expansión y adecuación. Esta evaluación también incluye técnicas de Análisis del Elemento Finito (FEA).
- Prueba de calidad de adherencia de varios elastómeros cuando se aplica al cuerpo del colgador de liner.
- Determinación de las características potenciales de los elastómeros cuando se exponen a temperaturas y flúidos del pozo.
- Determinación de las características de expansión del cuerpo del colgador de liner con bandas elastoméricas in situ.
- Calificación de la capacidad de carga mecánica e integridad de presión cuando se expande dentro del revestimiento anteriormente asentado.
- Pruebas de funcionamiento del conjunto de herramientas de asentamiento y corrida de liner.
- Pruebas a gran escala en un simulador de pozo profundo al sistema de colgador de liner expandible.

2.6.4. Sistema de Colgador de Liner Expandible TruForm.

El sistema de colgador expandible TruForm es construido por un proveedor de clase mundial quien combina los sistemas de Colgadores de Liner, cementación, perforación y productos tubulares con la experiencia de cada una de sus operaciones bajo un mismo mando. El resultado es un control de calidad y compatibilidad superior que reduce los Tiempos No Productivos (NPT) y asegura mejores o exitosas instalaciones libre de problemas, proporcionando una gran resistencia de colgamiento con fuerza apreciable.

El sistema de colgador de Liner expandible reduce el riesgo operativo porque las secciones de empacadura y anclaje no tienen partes móviles, tales como cilindros, cuñas, y elementos que se pueden dañar cuando se lo baja a correr en el pozo. Con tecnología propia patentada de acero expandible, el colgador de liner TruForm está diseñado y construido precisamente con una pared de gran espesor, cuerpo de una solo pieza para proporcionar una curva de desempeño superior.



Gráfico 2.39; Cuerpo del Colgador de Liner Expandible TruForm.

Fuente: Documento sobre el Sistema de colgador de liner Expandible TruForm

El diseño de cuerpo sólido integra y protege independientemente las secciones de sello y anclaje que lo hace destacarse significativamente de otros sistemas de colgadores expandibles del mercado.

Y que basados en la experiencia de colgadores de liner convencionales se tiene elementos adicionales como casquete equilibrado anti escombros (BJB), herramientas de corrida, herramientas de asentamiento y obturador de cementación recuperable. Tomado de: Manual de Colgador de liner Expandible TruForm.

2.6.4.1. Componentes del Sistema de Colgador de Liner Expandible TruForm.

Como se había mencionado anteriormente un sistema de colgador de liner está compuesto por Equipos como por Herramientas los que nos ayudan a fijar el colgador y correr un liner dentro del pozo.

2.6.4.1.1. Equipos.

Son aquellos que se los corren y se quedan en el pozo, es decir son parte permanente de la construcción del pozo, como por ejemplo el PBR, el colgador TruForm, etc.

Los componentes del equipo de venta incluyen a los siguientes elementos:

- Receptáculo de diámetro interno Pulido (PBR).
- Cuerpo del Colgador de liner TruForm.
- Running Sub.
- Adaptor Sub.
- Equipo de Flotación.

a) Receptáculo de Diámetro Interno Pulido o PBR.

Equipo ubicado sobre el cuerpo del colgador diseñado para soportar rangos máximos de Presión. El cual proporciona un receptáculo de diámetro interno para liner Tieback. El PBR también protege al conjunto de herramientas de corrida, evitando que esta se dañe durante la corrida, limpieza y operaciones de cementación y cuenta con su propia conexión Premium para un gran espesor de pared y sello metal · metal con el cuerpo del colgador. También proporciona un perfil para el casquete equilibrado anti · escombros. El PBR puede observarse en el siguiente Gráfico 2.40. Tomado de: Artículo de Revista de Weatherford Launching Liner Hanger Technology.

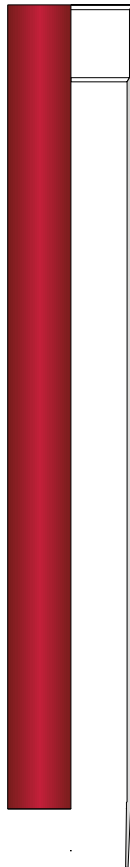


Gráfico 2.40; Receptáculo de Diámetro Interno Pulido (PBR).

Fuente: Weatherford

b) Cuerpo del colgador TruForm o Sección de Expansión.

Como se observa a simple vista la notoria simplicidad mecánica del cuerpo del colgador expandible TruForm es tan solo una de las varias ventajas que brinda el uso del colgador expandible TruForm sobre los colgadores de liner convencionales. Siendo una de las ventajas o beneficios más relevantes que ofrece el colgador expandible TruForm la capacidad para rotar y sobre todo reciprocarse el liner durante la operación de cementación con el fin de lograr un buen trabajo de cementación. Así como proporcionar un sello efectivo casing liner y resistir altas tasas de circulación durante las operaciones de limpieza que le brindan sus elementos elastoméricos y gran capacidad de colgamiento que brindan los insertos de carburo de tungsteno. Presentándose en el Gráfico 2.41 una ilustración del cuerpo del colgador de liner expandible TruForm.

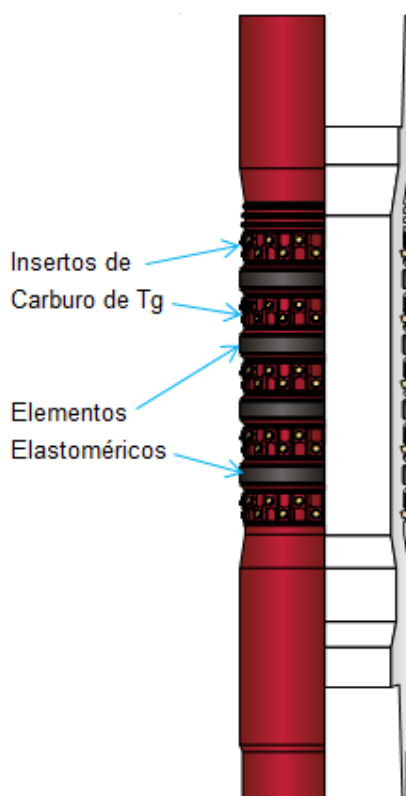


Gráfico 2.41; Cuerpo del colgador TruForm.

Fuente: Weatherford

c) Running Sub

El running sub tiene 3 perfiles que están basados en sistemas de colgadores de liner convencionales y que se han adaptado a los sistemas expandibles. Un perfil de alto torque para rotación, fresado, empuje y perforación. Un segundo perfil para la herramienta de corrida que lleva el peso del liner y un tercero para proporcionar un sello en la corrida de la sarta/liner mientras se circula y cementa.

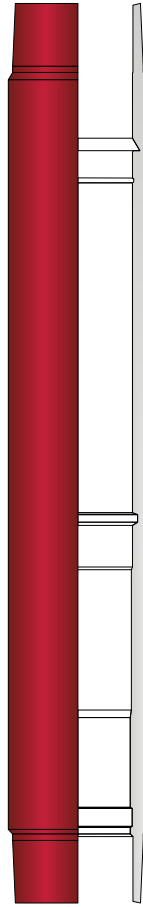


Gráfico 2.42; Running Sub.

Fuente: Weatherford.

d) Adaptador de liner.

Permite adaptar el sistema de colgador de liner expandible TruForm al liner del cliente (tubería de revestimiento corta).

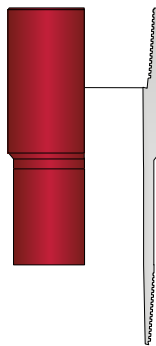
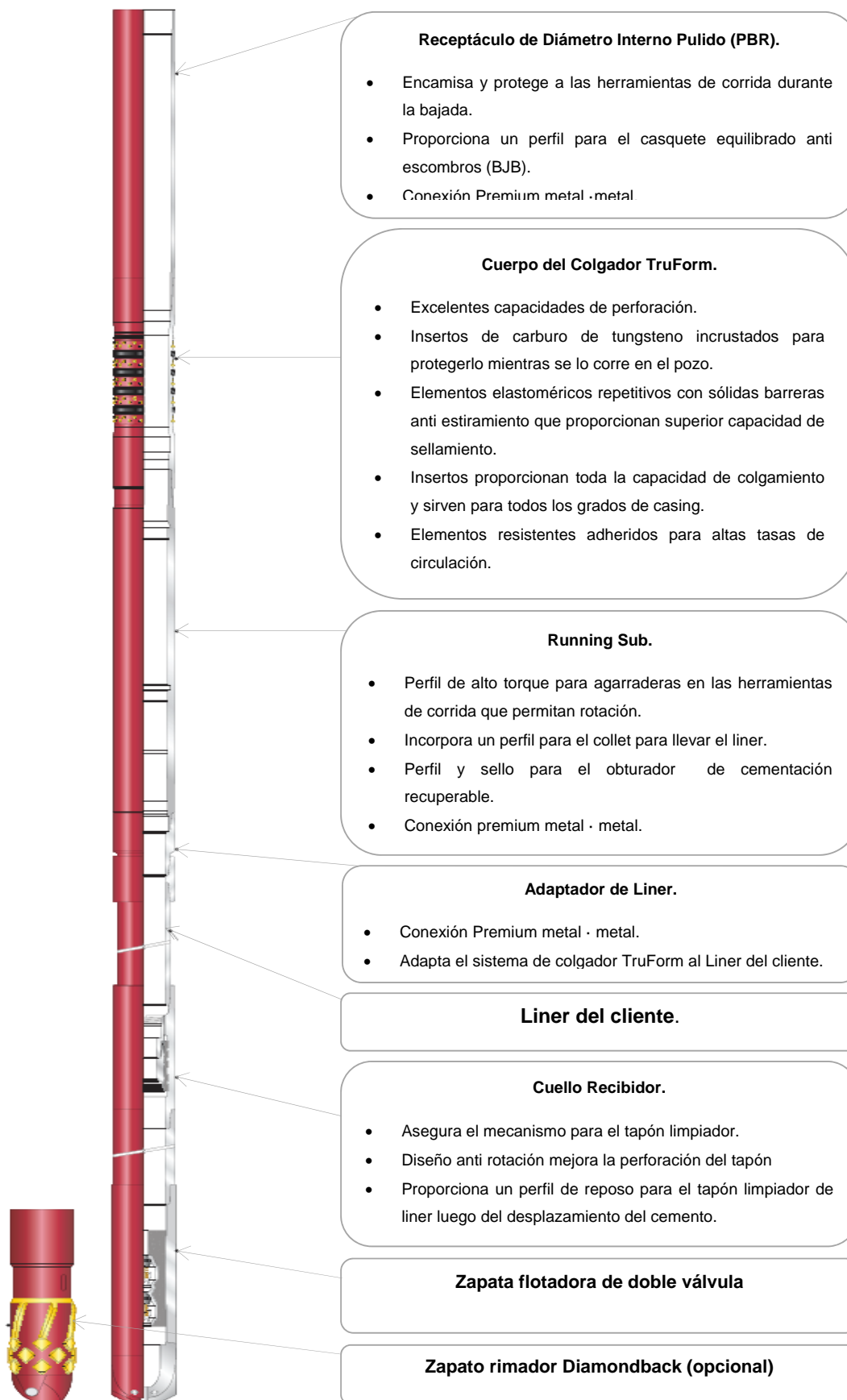


Gráfico 2.43; Adaptor Sub.

Fuente: Weatherford

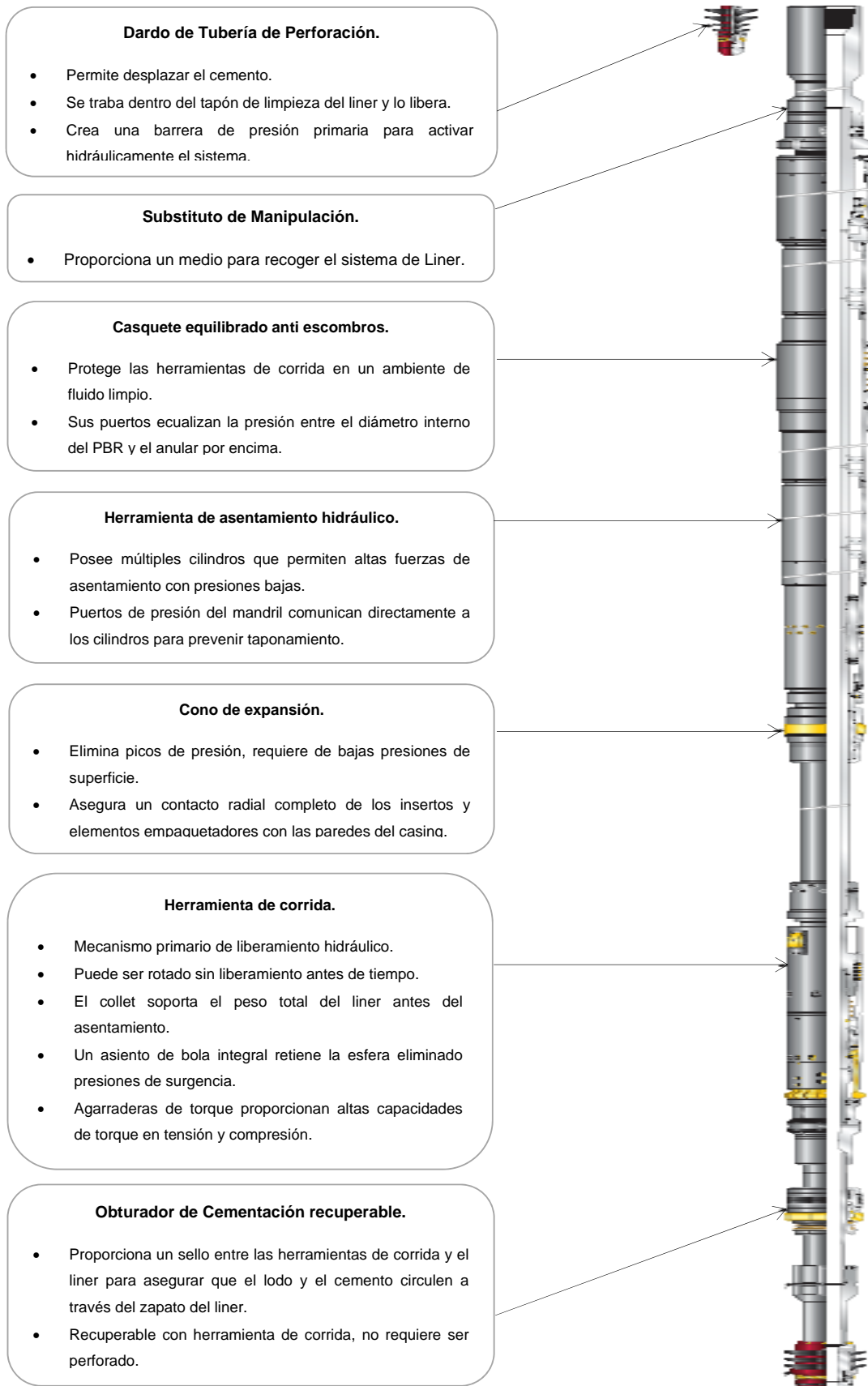


2.6.4.1.2. Herramientas.

Son aquellos equipos que permiten bajar el liner al pozo, es decir son activos fijos de la empresa y que necesitan ser recuperados, para posteriormente ser reutilizados.

Los componentes de las herramientas incluyen a los siguientes elementos:

- Herramienta de asentamiento.
- Casquete equilibrado anti escombros.
- Cono de expansión.
- Tubo interior (Inner Joint).
- Herramienta de corrida activada hidráulicamente y de liberación mecánica.
- Buje de cemento recuperable.
- Tubo Pulido (Slick Joint).
- Adaptador de Tapón.



2.6.4.2. Beneficios y Características del Sistema de Colgador de liner Expandible TruForm.

a) Beneficios.

Como beneficios del colgador expandible de Liner TruForm se puede nombrar que presenta apreciable simplicidad mecánica, una mayor resistencia y capacidad de colgado, que le brindan los elementos como son los insertos de Carburo de Tungsteno y elementos empaquetadores elastoméricos y sobre todo permite la rotación y reciprocación del liner.

Insertos de Carburo de Tungsteno.

- Proporcionar gran capacidad de colgado y larga durabilidad cuando se expanden, lo que no es posible encontrar en casos de colgadores que poseen elementos de caucho para lograr su capacidad de colgado.
- Mejorar la capacidad de colgado y confiabilidad por la precisión de colocación de los insertos de carburo de tungsteno los cuales se incrustan para proteger al casing de daños mientras es corrido o bajado en el pozo.
- Soportar el peso de grandes liners y fuerzas de pistoneo durante la instalación.

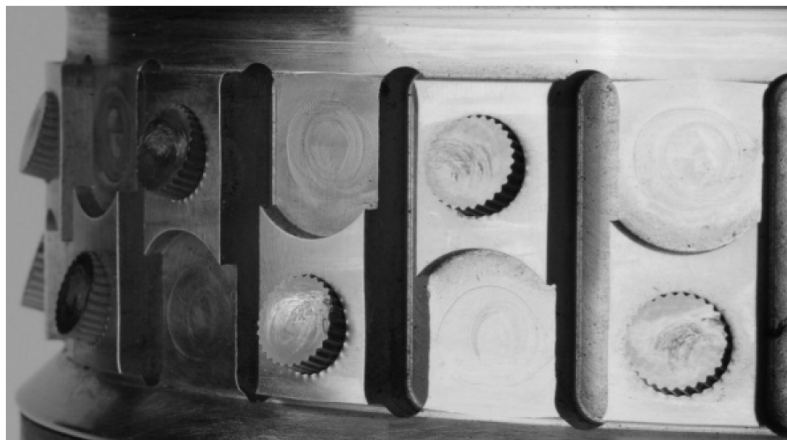


Gráfico 2.44; Insertos de Carburo de Tungsteno del Colgador TruForm.

Fuente: Documento sobre el Sistema de colgador de liner Expandible TruForm

Múltiples Elementos Empaquetadores Elastoméricos.

Este sistema de empacadura ha sido diseñado y probado bajo los estándares ISO 14310 V0.

- Proporcionan la misma relación de sellos empaquetadores por encima y debajo de los elementos. Y son los que proporcionan un nivel vital de protección

contra incrementos de presión inesperados causados por problemas en trabajos de cementación o ciclos de eventos en la vida del pozo tales como altas presiones de estimulación.

- Resistir altas tasas de flujo y pistoneo durante la circulación y la corrida o bajada del liner.
- Proporcionar una capacidad de Presión diferencial máxima después de la expansión.
- Proporcionar buen aislamiento en el tope del liner y permitir altas tasas de circulación para una remoción más efectiva del lodo y detritos durante el acondicionamiento del pozo y lograr un buen trabajo de cementación, así como un adecuado aislamiento de zona.
- Permiten aislar las secciones de anclaje de Presiones diferenciales.

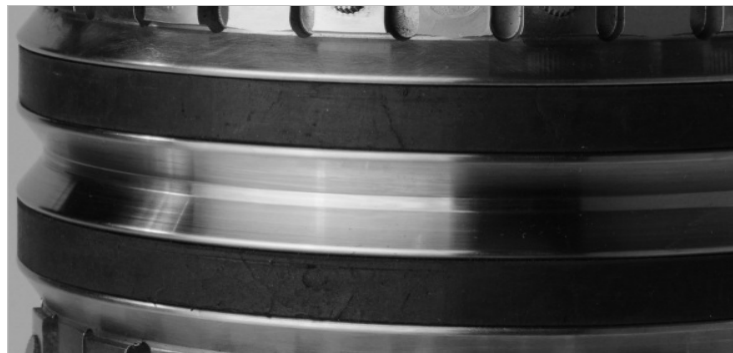


Gráfico 2.45; Elementos empaquetadores elastoméricos del TruForm.

Fuente: Documento sobre el Sistema de colgador de liner Expandible TruForm

b) Características.

El TruForm es el único sistema de colgador de Liner Expandible en el mercado que dispone de las siguientes características:

- Casquete equilibrado anti- escombros (BJB).

Proporciona un valor excepcional y de confiabilidad por medio del aislamiento de las herramientas de corrida en fluidos limpios durante la instalación del sistema expandible de colgador TruForm. Este es la única barrera anti - detritos en el mercado que proporciona protección total contra los detritos mientras se corre en el pozo, se cementa, se rota, reciproca, se asienta el colgador/ empacadura y se lo saca del tope del liner.

- Sellos Redundantes.
- Secciones de anclaje que aíslan la presión.
- Cono de expansión.

Garantiza un contacto radial completo (360°) de los insertos de carburo de tungsteno del colgador y de los elementos empaquetadores con las paredes del casing proporcionando así una expansión uniforme, también elimina cualquier pico de presión que podría ocurrir debido a irregularidades en el diámetro interior del casing y/o diferentes rangos de peso y tan solo requiere de bajas presiones aplicadas en superficie que le permiten a este moverse a través del cuerpo del colgador el que contiene a los insertos y elementos empaquetadores en un continuo movimiento para expandir permanentemente el cuerpo del colgador.

- Compatible con tapones duales de cementación.

2.6.4.3. Curva de desempeño del Colgador TruForm.

Como consecuencia de las paredes de acero de gran espesor que tiene el cuerpo del colgador expandible de Liner TruForm, le permiten a este manejar altas presiones de igual magnitud tanto por encima como por debajo de los elementos y que combinado con altos rangos de estallido y colapso dan como resultado una curva de desempeño superior, la cual es posible apreciar en el Gráfico 2.46.

Tomado de: Manual de Colgador de liner Expandible TruForm.

Y que para un mejor entendimiento se hará una breve explicación de la misma.

Peso de liner: 200000 lb

Entramos en el eje “Y” que corresponde al eje de la Carga en nuestra gráfica con unos 200000 lb de peso de nuestro liner, hasta intersectar a la curva envolvente del colgador de liner entonces subimos hasta toparnos con el eje “X” que es el eje de la presión, determinando así que para un peso de liner de 200000 lb el colgador de liner expandible TruForm la máxima presión que va a soportar será de unos 12000 psi ya sea por encima o debajo del cuerpo del colgador.

Ahora si tenemos un peso de 400000 lb de nuestro liner, lo máximo de presión que podrá soportar el colgador de liner expandible TruForm será de unos 10000 psi.

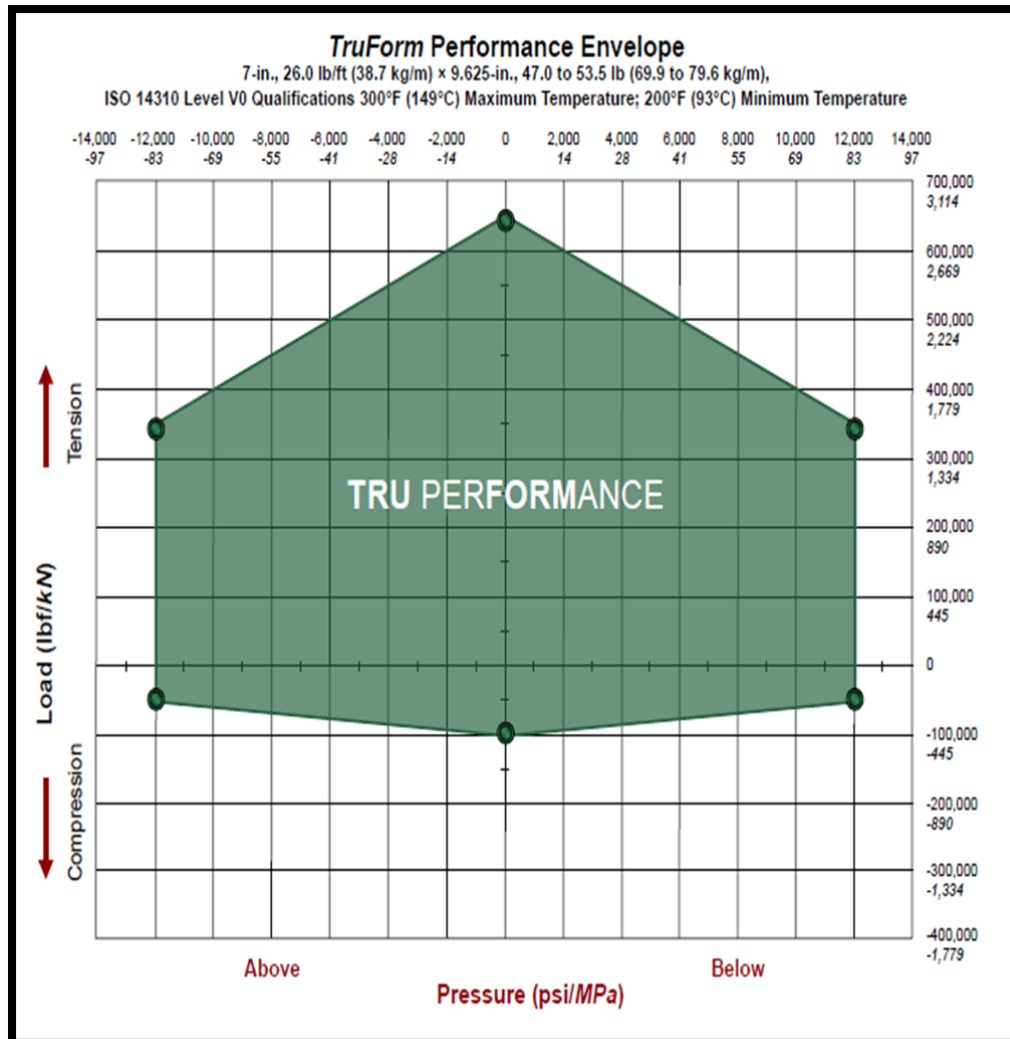


Gráfico 2.46; Envolvente de desempeño del Colgador Expandible TruForm.

Fuente: Documento sobre el Sistema de colgador de liner Expandible TruForm

2.7. CEMENTACIÓN DE LINERS.

2.7.1. Factores a considerarse para el diseño de los fluidos (lechada de cemento y colchones) que intervienen en la cementación de un liner.

2.7.1.1. Lechada de Cemento.

Para un adecuado diseño de la lechada de cemento con las propiedades que le permitan a esta tener una buena adherencia y por ende poder ejecutar una buena cementación del liner, las compañías prestadoras de servicios cuentan con equipos de laboratorios y ensayos, donde simulan las condiciones reales del pozo aplicadas a la lechada y tren de colchones previamente diseñados a partir de los factores considerados y presentados a continuación.

➤ Geometría y Profundidad del pozo.

La geometría y profundidad del pozo son parámetros importantes para efectuar un buen trabajo de cementación, en el primer caso porque nos permitirá calcular el volumen exacto de cemento a bombearse, claro que después de haber bombeado el tren de colchones (lavador y espaciador) para remover el revoque o costra de lodo en su totalidad de todo el espacio requerido para la cementación. Y en el segundo caso porque a las condiciones de presión y temperatura a la profundidad del pozo el comportamiento de fraguado de la lechada es totalmente distinto a que si estuviera en condiciones atmosféricas o de superficie. Y que para el caso de la temperatura, a medida que esta aumenta tiende a influenciar en el comportamiento de la lechada de la siguiente manera:

1. Deshidrata la lechada de cemento rápidamente. (rápido fraguado).
2. Reduce el tiempo de bombeabilidad.
3. Incrementa la resistencia a la compresión.
4. Incrementa la pérdida por filtrado.

➤ Tiempo de Bombeo de lechada de cemento.

El tiempo de bombeo o también tiempo de espesamiento, es el tiempo en el cual una lechada de cemento permanece en estado de fluidez bombeable bajo ciertas condiciones de pozo y sin periodos de parada. Esta propiedad debe ser cuidadosamente determinada en el laboratorio, con un aparato denominado consistómetro (Ver Gráfico 2.47), en el cual se simulan las condiciones de presión y temperatura a las que corresponden al pozo y cuyo ensayo está especificado en la sección 9 de la norma API RP 10B. Ver ANEXO I

La bombeabilidad de una lechada se mide en unidades de consistencia Bearden (Bc). Las unidades de consistencia Bearden (Bc) están basadas en el torque y arrastre. El límite de bombeabilidad se define cuando la lechada de cemento alcanza una consistencia de 100 Bc, sin embargo generalmente se considera como tiempo de bombeabilidad el que transcurre hasta que la lechada alcanza una consistencia de 70 Bc como el máximo valor de unidades de consistencia. Cuando se llega a este valor la lechada está próxima a fraguar, y por lo tanto no puede ser movida a través de la tubería a menos que se usen presiones muy elevadas.

Para obtener el tiempo de bombeo se considera lo siguiente:

El tiempo de mezcla + soltar taponés + tiempo de desplazamiento + un tiempo de seguridad.



Gráfico 2.47; Consistómetro Presurizado.

Fuente: Texto del Seminario cementación San Antonio International

➤ Resistencia a la compresión.

La resistencia a la compresión del cemento fraguado indica la capacidad del cemento para no fallar en compresión. El cemento debe ser lo suficientemente resistente para sostener la tubería de revestimiento en el agujero, soportar los choques generados por las operaciones de perforación y disparos, y resistir una presión hidráulica alta sin fracturarse. La prueba de resistencia a la compresión sirve para determinar la resistencia del cemento fraguado a las condiciones del fondo de pozo. Y que para una adecuada determinación en laboratorio de la resistencia a la compresión y establecer un razonable tiempo de fragüe, se debe tener conocimiento de la temperatura de curado. Normalmente se utiliza como referencia la temperatura estática de fondo de pozo (BHST) que en general, es comúnmente conocida.

Esta propiedad se expresa en libras por pulgada cuadrada (psi).

➤ Presiones de poro y de fractura de la formación.

Presión de Poro o Presión de formación. Es la presión ejercida por los fluidos contenidos en los espacios porosos de las rocas. Hay que evitar que estos fluidos escapen. Para ello la presión

hidrostática provocada por los fluidos en el pozo (lodo, lechada, etc.) debe ser mayor que esta presión de poro.

Presión de Fractura. Es la fuerza por unidad de área requerida para vencer la presión de poro o presión de la formación y la resistencia de la roca dando como resultado que se llegue a fracturar la formación o estrato rocoso. Por lo que conocer este valor de presión de fractura nos ayudará a evitar pasarnos de este parámetro debido a la intervención de la presión hidrostática provocada por los fluidos dentro del pozo más la presión aplicada por las bombas para inducir el flujo.

➤ Densidad de la lechada.

La densidad es uno de los factores más importantes a considerarse cuando se diseña una lechada de cemento.

Esta deberá ser tal que impida problemas de pérdidas de circulación y fracturamiento de las formaciones de manera que para pozos que presentan presiones bajas o en zonas con pérdida de circulación, la presión hidrostática de la lechada debe ser bastante liviana para que no ocasione daños a la formación. En cambio, en pozos con altas presiones de fondo, la presión hidrostática debe ser suficientemente alta para prevenir un reventón durante la cementación. Entonces, la densidad de la lechada debe ser tal que atienda estas dos eventualidades. Por lo que durante el diseño y la operación de cementación se deben considerar estos límites. (Ver Gráfico 2.48).

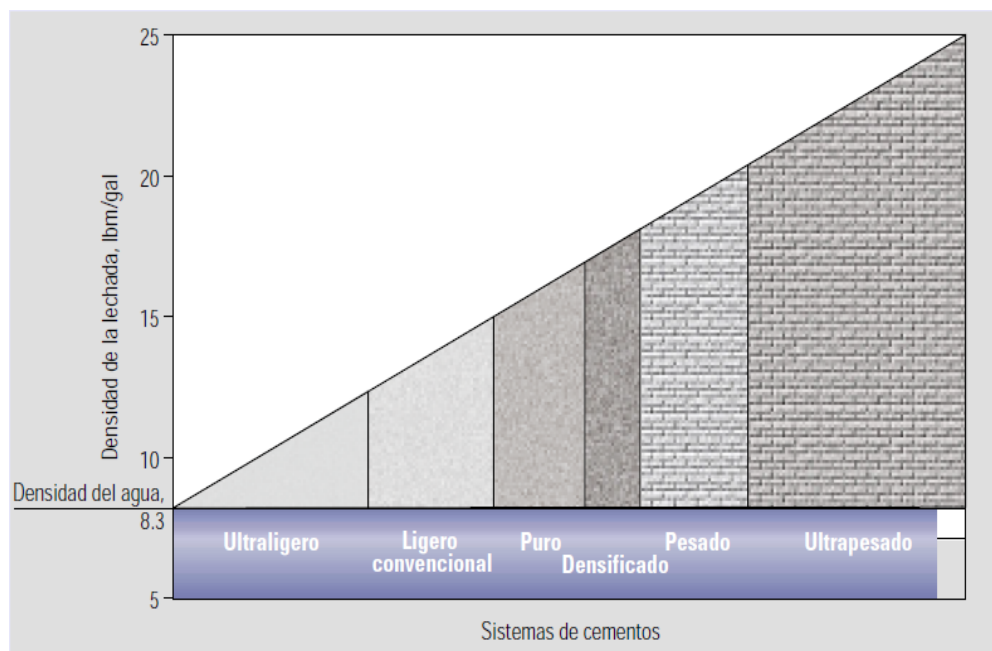


Gráfico 2.48; Clasificación del cemento por densidad de lechada.

Fuente: http://www.slb.com/oilfield_review/p02_15.pdf

La densidad de la lechada especifica la relación agua - cemento, la cual a su vez influye notoriamente en el desarrollo de la resistencia a la compresión durante el fraguado del cemento.

La densidad de la lechada debe ser igual o mayor que la densidad de lodo a fin de maximizar su remoción y también siempre deberá ser excepto para cementaciones forzadas lo suficiente para mantener el control del pozo. Por lo que la medición de esta propiedad es bastante común que se realice por medio de una balanza presurizada. (Ver Gráfico 2.49).



Gráfico 2.49; Balanza Presurizada para densidad de fluido

Fuente: Folleto del Seminario de Cementación San Antonio

➤ Reología.

La reología es la ciencia que estudia y describe el flujo y el comportamiento de los fluidos bajo la acción de un esfuerzo aplicado. Y como estos son los que intervienen a lo largo de toda operación de cementación, es uno de los parámetros más importantes a considerarse, ya que nos permitirá definir bajo qué tipo de flujo se mueve la lechada cuando es bombeada, y la pérdida de energía que sufrirá. Esta pérdida de energía es proporcional a la viscosidad de la lechada, (cuanto más viscosa más pérdida), entonces lechadas más viscosas requerirán mayores presiones de bombeo para ser desplazadas.

La reología describe las relaciones entre la velocidad o tasa de corte (shear rate) y el esfuerzo de corte (shear stress) necesarias para desplazar un fluido determinado.

Velocidad de corte: La velocidad de corte, se define como la diferencia en velocidad de dos partículas de fluido divididas entre la distancia que las separa.

Esfuerzo de corte: El esfuerzo de corte, es la fuerza de fricción producida por dos partículas de fluido moviéndose una a continuación de la otra y entre sí.

Basado en estas relaciones de esfuerzo de corte y velocidad de corte, un fluido puede encasillarse dentro de uno de los siguientes modelos reológicos presentados a continuación tales como son: el modelo Newtoniano, modelo plástico de Bingham y modelo de Ley de Potencia.

1. *Modelo Newtoniano*.- Para aquellos fluidos donde se cumple que la tensión de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. Citándose como ejemplos de fluidos newtonianos el agua, gasolina, diesel, glicerina, petróleos livianos y gases.

Y que matemáticamente satisfacen la siguiente ecuación:

$$\text{Tensión de corte} = m \times \text{Velocidad de corte}$$

Dónde:

m: pendiente (es constante)

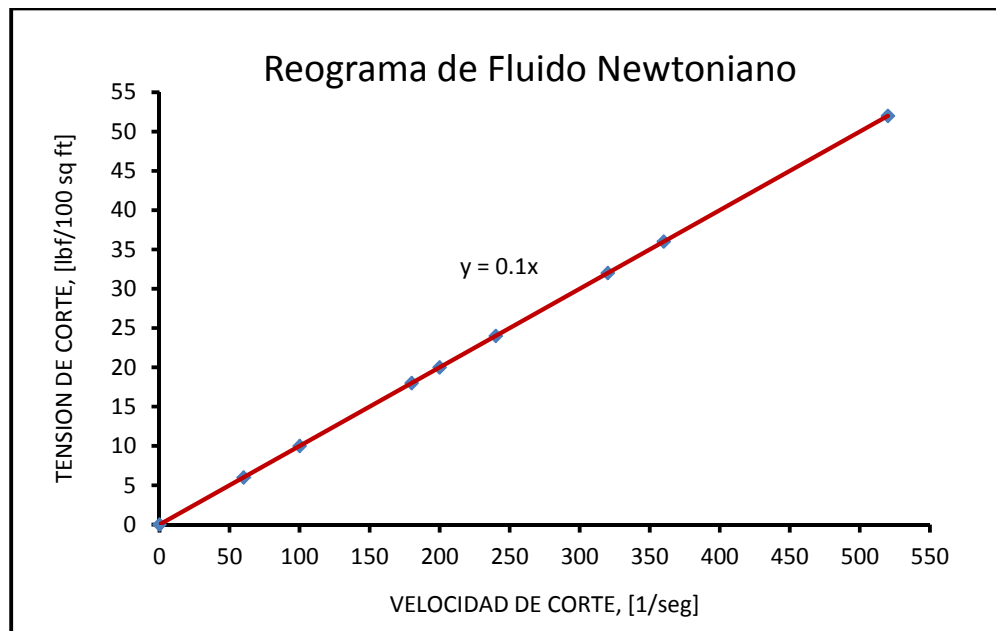


Gráfico 2.50; Tensión de corte vs Velocidad de corte de Fluidos Newtonianos.

Fuente: Gino Andrés Cojitambo

Y si al despejar la pendiente m tendríamos lo siguiente:

$$m = \frac{\text{Tensión de corte}}{\text{Velocidad de corte}}$$

Que es la definición de viscosidad de un fluido. Así, la viscosidad del fluido descrito en la ecuación precedente es la pendiente. Por lo que para el caso de fluidos newtonianos la viscosidad es constante.

2. *Modelo Plástico de Bingham*.- Es el modelo más simple para el caso de fluidos No newtonianos es decir para aquellos fluidos que no cumplen con la condición descrita en el primer punto. Para este modelo el fluido permanece en estado de reposo hasta que se aplica un esfuerzo de corte mínimo, luego el esfuerzo de corte es proporcional a la velocidad de corte como se ve en el Gráfico 2.51.

Donde se observa que la recta satisface matemáticamente a la siguiente ecuación.

$$y = b + mx$$

Derivándose de esta ecuación parámetros como:

b: Punto de cedencia – Yield Point (YP)

m (pendiente): Viscosidad Plástica. (PV)

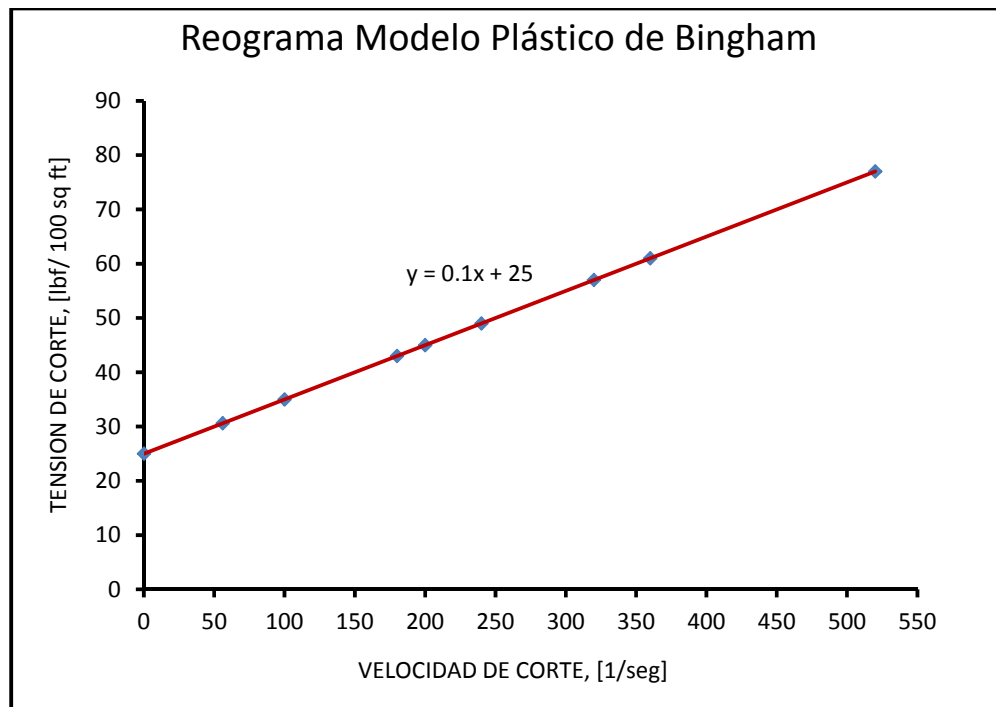


Gráfico 2.51; Tensión de corte vs Velocidad de corte (Modelo plástico de Bingham).

Fuente: Gino Andrés Cojitambo.

La explicación del Gráfico superior referido al modelo plástico de Bingham es la siguiente.

Se observa que mientras no se imprima un esfuerzo o tensión de corte que exceda el valor del punto cedente (YP); para nuestro gráfico es de 25 lb / 100 sq ft el fluido no se moverá pero que luego de exceder este valor de punto cedente podemos apreciar que la tensión o esfuerzo de corte

es directamente proporcional a la velocidad de corte, similar a la observada en el anterior reograma para fluidos newtonianos.

Como ejemplos de fluidos que encajan en este modelo se puede citar: Lodos bentónicos, grasa, ketchup y Colchones lavadores y espaciadores.

3. *Modelo de Ley de Potencia (n' , K')*.- Cuando se grafica la relación tensión de corte – velocidad de corte en papel log - log se genera una línea recta denominada “curva exponencial” (ver Gráfico 2.52) y la cual corresponde a una ecuación algebraica de la forma:

$$\text{Tensión de corte} = K' \times \text{Velocidad de corte}^{n'}$$

Dónde:

n' : índice de comportamiento de flujo y pendiente de la curva exponencial.

Normalmente n es menor a la unidad.

K' : índice de consistencia del fluido y es análogo a la viscosidad.

El parámetro K' es la intersección de la curva del gráfico de log (Tensión de corte) vs log (Velocidad de corte) con el eje del log (Tensión de corte).

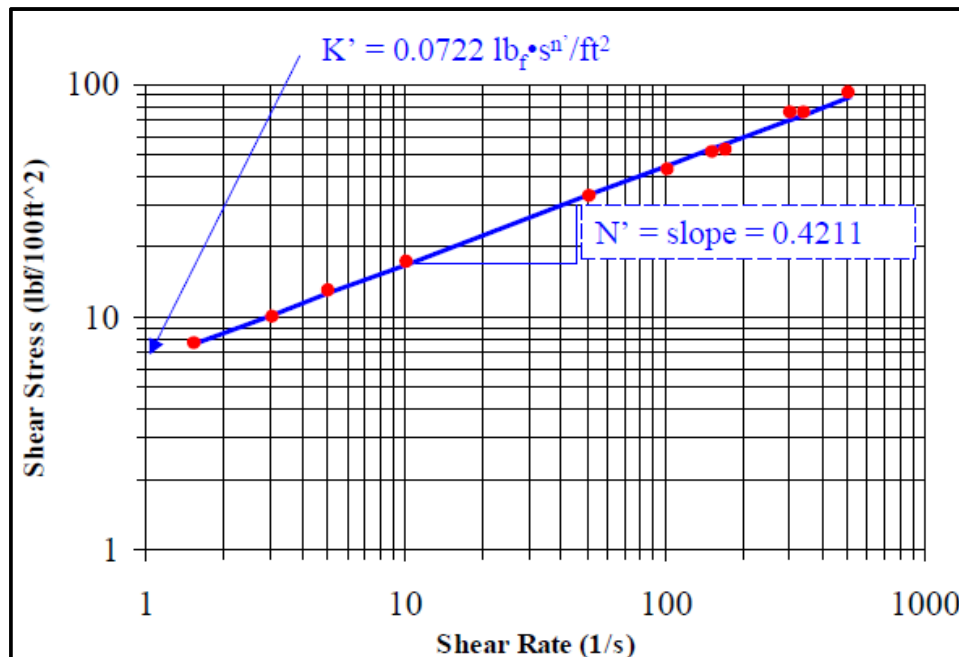


Gráfico 2.52; Tensión de corte vs Velocidad de corte (Modelo Ley de Potencia).

Fuente: Manual de Cementaciones Primarias y Secundarias BJ SERVICES.

Como ejemplos de los fluidos que encajan en este modelo se puede citar: Lechadas de cemento, Lodos de perforación, colchones lavadores y espaciadores para cemento.

Y para analizar ahora la manera de desplazamiento, se nombra a los distintos tipos de regímenes de flujo, que es la relación entre la presión y velocidad, (Ver Gráfico 2.53) y que están presentes en el bombeo de la lechada y tren de colchones como son: Flujo Laminar, Flujo Tapón y Flujo Turbulento.

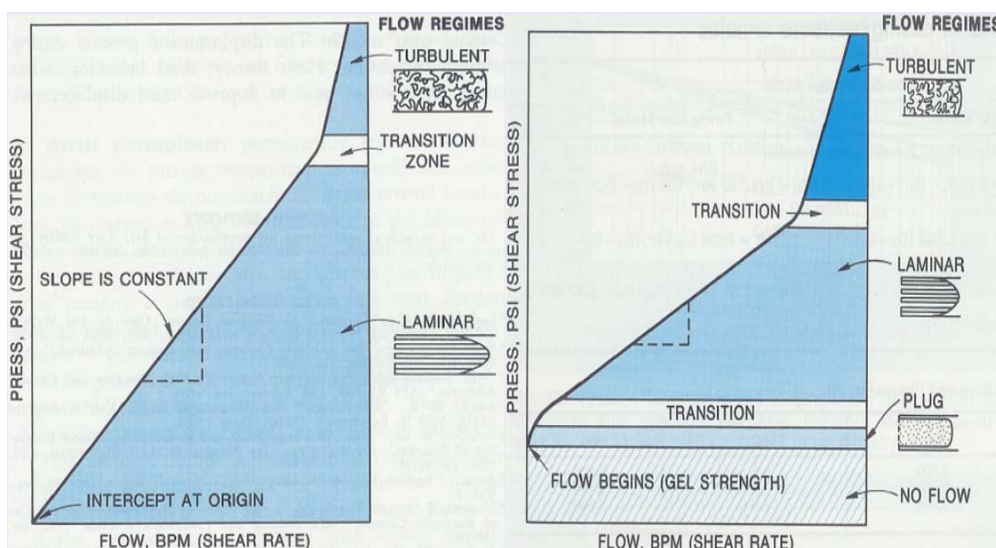


Gráfico 2.53; Regímenes de Flujo Fluido Newtoniano (izq.) - Fluido No newtoniano (der).

Fuente: World Oil's Cementing Handbook.

1. *Flujo Laminar*.- Está gobernado por la viscosidad del fluido, fluyendo suavemente, con todas las moléculas moviéndose en la misma dirección, pero a diferentes velocidades (Ver Gráfico 2.54 B). Como se observa en la gráfica superior, con menor presión y velocidad se tiene el flujo laminar. Debido a la naturaleza de fluidez continua y uniforme, puede dejar una capa (revoque) fina en la tubería y en el anillo.

2. *Flujo Tapón*.- Con fluidos extremadamente viscosos a velocidades bajas, se presenta una variación del flujo laminar conocido como “flujo tapón” (Ver Gráfico 2.54 C). Se removerá el lodo no gelificado, pero “By-pasará” los bolsones de lodo. Solo removerá aproximadamente el 60% del lodo.

3. *Flujo Turbulento*.- Luego del flujo laminar, a mayores presiones y velocidades de bombeo, el fluido se mueve en una forma muy desordenada y violenta. (Ver Gráfico 2.54 A). Este movimiento del flujo turbulento resultará en una acción removedora de la costra de lodo. El flujo turbulento incrementa la fuerza de arrastre de la lechada de cemento sobre el lodo. El flujo turbulento removerá más del 95% del lodo.

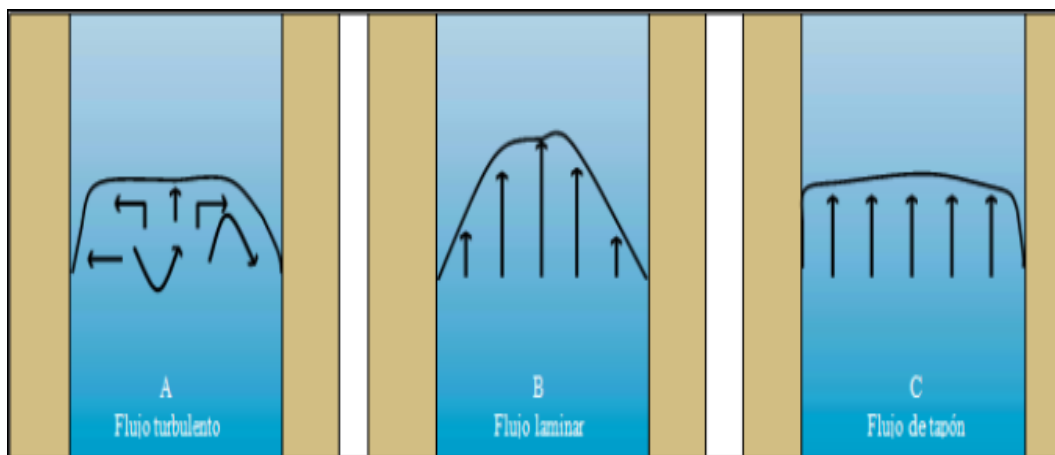


Gráfico 2.54; Tipos de regímenes de flujo.

Fuente: Manual de Cementación San Antonio.

➤ Tipo de lodo y Propiedades del lodo.

Hay que tener en cuenta que el lodo debe ser removido del pozo previo a la cementación. Si el lodo se llega a mezclar con la lechada, esta no adquiriría las propiedades adecuadas (buena adherencia, resistencia, etc.). Las propiedades del lodo como son: Tipo de lodo, viscosidad, densidad, PV/YP, gel, pH, etc. definirán las propiedades y tipos de colchones.

➤ Agua de mezclado.

Los requerimientos del agua de mezclado pueden variar, dependiendo principalmente de la clase de cemento y densidad de la lechada. Muchos trabajos de cementación utilizan agua de la misma localización. Si el agua necesita ser transportada a la localización donde hay escasez o mal suministro, se debe calcular el volumen exacto, ya que esto es importante para asegurar el adecuado suministro de agua. Los requerimientos de volumen pueden ser considerables si la densidad es baja.

La calidad del agua de mezclado es una característica importante para la planeación de la cementación. La hidratación y el curado de la lechada de cemento pueden reaccionar diferente con la variación de la cantidad de sales, calcio, o magnesio en el agua de mezclado. Es recomendable que el laboratorio desarrolle pruebas con una muestra actual de agua y de cemento para obtener una buena estimación del tiempo de bombeo y resistencia a la compresión.

➤ Pérdida por filtrado.

La pérdida por filtrado es la cantidad de agua que sale por presión diferencial fuera de la lechada de cemento frente a una formación permeable y se expresa en cc/30 minutos medida bajo presiones de 1000 psi. Como el volumen de la fase acuosa decrece, la densidad de la lechada aumenta,

ocasionando cambios en las propiedades de la lechada (Reología, tiempo de bombeo) con respecto al diseño original. Esto se reduce en un aumento en la viscosidad de la lechada y una rápida depositación del revoque del filtrado. Sin aditivos, todas las lechadas de cementación puras, tienen una pérdida de fluido en exceso de 1000 ml/30 minutos, Ver Gráfico 2.55 razón por la cual es indispensable el uso de controladores de filtrado para asegurar una buena cementación. Dentro de las operaciones de cementación de liners el valor sugerido, tiene que ser menor de 50 cc/30 minutos. Los factores que influyen en la pérdida por filtrado son: el tiempo, la presión, la temperatura y la permeabilidad.

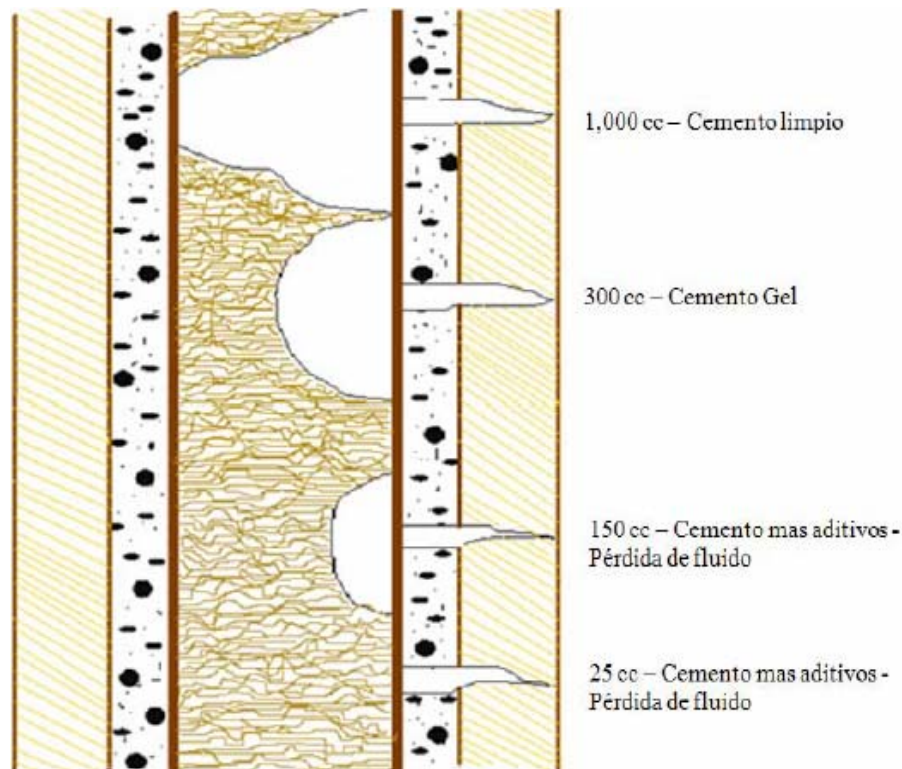


Gráfico 2.55; Pérdida por filtrado en una cementación.

Fuente: Manual de cementación BJ Services, 2006.

➤ Agua Libre.

El agua libre en los ensayos de laboratorio sirven para medir la tendencia del agua a separarse de la lechada de cementación. En primer lugar, se prepara una lechada de cemento, se la somete a las condiciones dinámicas de ubicación en el pozo para luego dejarla reposar en una probeta de 250 ml (vertical o con una inclinación de 45°), Ver Gráfico 2.56 por un lapso de dos horas: pasado este tiempo, se determina si hay agua libre, si es así se mide la cantidad de agua libre que hay en la parte superior de la columna de dicha lechada de cemento.

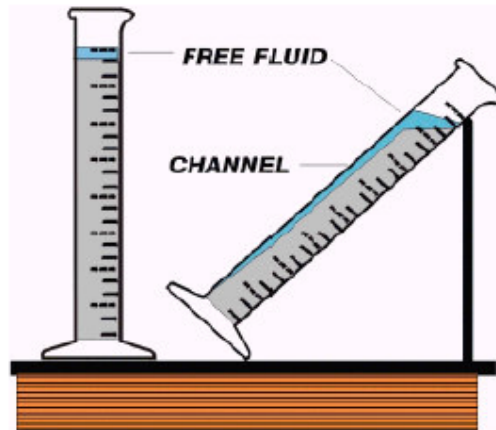


Gráfico 2.56; Separación de Agua (Fluido) Libre.

Fuente: Manual de Cementaciones Primarias y Secundarias BJ Services

En pozos inclinados u horizontales, el agua libre puede formar canales sobre la parte superior del pozo, Ver Gráfico 2.56, lo cual crea una especie de canal conductivo por donde puede migrar el gas, también puede ocasionar grietas y afectar a la adherencia del cemento.

La cantidad de agua libre se puede medir en porcentaje, haciendo uso de la siguiente expresión o ecuación.

$$\% \text{ Agua Libre} = \frac{x \text{ ml de agua libre}}{250 \text{ ml}} \times 100$$

Y que para el caso de cementación de liners y pozos horizontales el porcentaje de agua libre debe ser cero.

2.7.1.2. Colchones (Lavadores y Espaciadores).

Antes de mencionar los parámetros o factores objeto de estudio para el diseño del tren de colchones (lavadores y espaciadores) que permitan una buena remoción del revoque de lodo de las paredes del pozo y su levantamiento se hará una breve descripción sobre los conceptos de estos fluidos.

Los colchones son fluidos intermedios los cuales son bombeados antes de la lechada de cemento y que básicamente son diseñados para cumplir con dos funciones dentro de las operaciones de cementación primaria.

1. Evitar la contaminación de la lechada de cemento con el lodo de perforación.
2. Remover el revoque del fluido de perforación del espacio a cementar, en forma tal de obtener un anillo de cemento que provea un efectivo sello hidráulico.

Y a su vez estos pueden clasificarse en colchones lavadores y colchones espaciadores.

➤ Colchones Lavadores.

Los colchones lavadores son líquidos de viscosidad y densidad similar al agua o al aceite utilizado en el fluido de perforación; además, contienen mezclas de dispersantes y surfactantes, los cuales facilitan el ablandamiento del revoque y lodo gelificado y su posterior dispersión. Son usados en su mayoría para el desplazamiento en flujo turbulento, ya que poseen baja viscosidad y su mecanismo de acción incluye el adelgazamiento del fluido.

➤ Colchones Espaciadores.

Son fluidos de mayor densidad y reología diseñada cuidadosamente, los cuales contienen una mayor cantidad de partículas sólidas que los lavadores; en tal sentido, la principal diferencia entre ellos es que los espaciadores son densificados mientras que los lavadores no. Y son utilizados para separar fluidos incompatibles (lechada de cemento y lodo), pero siendo este, a su vez, compatible con ambos. Algunos pueden ser bombeados en flujo turbulento con caudales altos, causando el mismo efecto de limpieza que los lavadores, otros se diseñan para ser bombeados en flujo laminar.

Para obtener buenos resultados sólo se debe mantener la densidad y las propiedades reológicas del espaciador dentro del rango determinado por las características del lodo y las características de la lechada de cemento. Para lo cual la densidad ideal del espaciador debe estar entre la densidad del lodo y la del cemento. Proporcionado así una efectiva barrera y evitara que se contaminen uno al otro (lechada de cemento y lodo).

Los espaciadores pueden ser base agua o base petróleo, estos últimos tienen mayor compatibilidad que el agua con algunos sistemas de lodos de perforación, no dañando la sensibilidad al agua de las arcillas y lutitas. Sin embargo el cemento tendrá mayor adherencia en formaciones mojadas con agua que mojadas con petróleo.

Para la selección de los colchones espaciadores, se debe considerar los siguientes factores:

1. Estudio de compatibilidad con el lodo y lechadas de cemento.
2. Tiempos de contacto.
3. Qué ocurrirá al mojar la formación con agua.
4. Volúmenes basados en requerimientos de regímenes de flujo.

Pudiéndose calcular el volumen del colchón como se indica a continuación:

$$V_c = T_c \times Q$$

Dónde:

V_c : Volumen (bbl)

T_c : Tiempo (min)

Q: Caudal (bpm)

Una regla general para determinar las cantidades de colchones químicos, colchones mecánicos y espaciadores, es la de asegurar una columna de 500 pies a 1000 pies de tales materiales en el anular.

Tales cantidades proveerán un tiempo de contacto de 4 a 6 minutos, dependiendo del tamaño del pozo, del revestimiento y del caudal de bombeo.

2.7.2. Equipos y accesorios para la cementación de un liner.

2.7.2.1. Equipos para cementar un liner.

➤ Unidad Móvil PSM (Precision Slurry Mixer).

El mezclador de lechadas de precisión (PSM), es un sistema que permite preparar y controlar la densidad de lechadas para un amplio rango de densidades. El (PSM) utiliza la energía de mezclado de la lechada que se recircula mientras se incorpora el cemento a granel al sistema y mezcla exhaustivamente la lechada resultante. El sistema posee muy pocas partes móviles y se controla con una sola palanca. La versión móvil del PSM es la unidad de cementación tal como se puede observar en el Gráfico 2.57.



Gráfico 2.57; Unidad móvil PSM – Mezclador de lechadas de precisión.

Fuente: Manual de Cementaciones primarias BJ Services

El (PSM) ha sido diseñado para brindar un control preciso de la densidad (puede mezclar cualquier lechada bombeable con una diferencia de apenas $\pm 0,2$ libras/galón), una densidad constante (el

sistema mantiene una lechada homogénea durante todo el trabajo), mezclado a altos caudales (superiores a los 10 BPM), mezclado con densidades pesadas (lechadas de hasta 22 lb/gal a 4 BPM), mezclado continuo a cualquier caudal deseado para satisfacer los requerimientos de la cementación.

➤ Camión Bulk.

Es aquel camión que se encarga de transportar el cemento hacia la locación, para posteriormente ser mezclados con agua, ya que debemos tener en cuenta que el cemento transportado va sin ser mezclado, únicamente lo que lleva en su mezcla, son los aditivos.

Son cargados mediante líneas de aire, lo cual hace que el cemento este presurizado. Ver Gráfico 2.58.



Gráfico 2.58; Camión Bulk.

Fuente: Manual Cementaciones primarias BJ Services

2.7.2.2. Accesorios para la cementación de un liner.

➤ Zapata flotadora (Float Shoe 329DS).

La Zapata Flotadora 329DS es una zapata de doble válvula usada principalmente en aplicaciones de cementación de liner. La zapata flotadora es colocada al fondo de la sarta de liner y provee una barrera para prevenir que fluidos de la formación ingresen al casing durante la corrida. En adición, las válvulas de flotación previenen el retorno de la lechada de cemento dentro del liner causado por las presiones diferenciales una vez completada la cementación. Finalmente posee unos orificios laterales que ayudan a circular si es que el orificio inferior es obstruido porque hace contacto con el fondo del pozo. (Ver Gráfico 2.59).

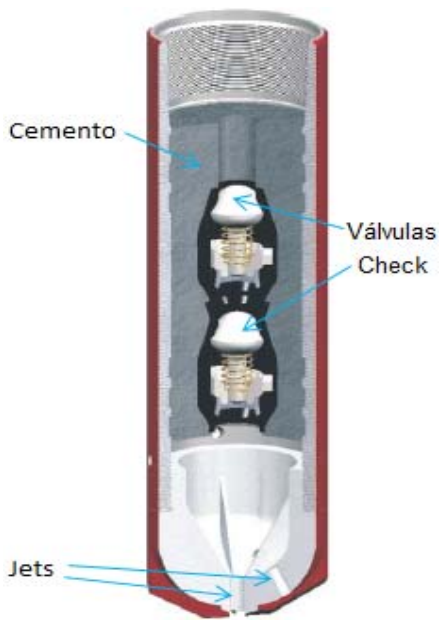


Gráfico 2.59; Zapata flotadora – Float Shoe.

Fuente: Folleto de equipos de Flotación Weatherford

➤ Collar flotador.

Los Cuellos o Collares Flotadores ejercen diversos roles importantes en la fase de la cementación primaria de la tubería de revestimiento y pueden ser colocados una o dos juntas de revestimiento por encima de la zapata flotadora. Actúan como una válvula de repuesto a la(s) localizada(s) en la zapata flotadora o como válvulas primarias cuando se corren zapatas tipo guía. También el collar flotador permite que el cemento contaminado como resultado de la acción de barrido en el tope del tapón de cementación sea capturado en la ruta de la zapata o shoe track en vez de ser bombeado dentro del anular. (Ver Gráfico 2.60).

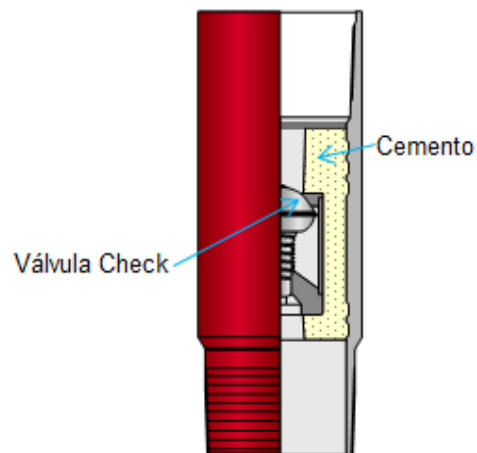


Gráfico 2.60; Collar o cuello Flotador – Float collar.

Fuente: Folleto de equipos de Flotación Weatherford

➤ Centralizadores.

Un centralizador es un dispositivo mecánico que se ubica en el diámetro externo de la sarta de revestimiento a cementarse (Ver Gráfico 2.61), y que tiene como funciones la de proporcionar una adecuada centralización de la sarta de revestimiento (liner o casing) en el pozo, ayuda a prevenir en pozos desviados la pega de tubería causada por presión diferencial, así como también ayuda a la remoción mecánica de la costra del lodo de las paredes del pozo para obtener una buena aislación zonal (buena adherencia del cemento revestimiento - formación).



Gráfico 2.61; Centralizador.

Fuente: Presentaciones de Centralizadores de Weatherford

Para nuestro caso en la cementación de liners se va a requerir del movimiento del liner ya sea de rotación y reciprocación así como también de un análisis que minimice los efectos del torque y arrastre se puede considerar el uso de los siguientes tipos de centralizadores.



Gráfico 2.62; Decisiones para la selección de centralizadores en operaciones de liner.

Fuente: Presentaciones de Centralizadores Weatherford

2.7.3. Secuencia operacional para la cementación de un liner.

- 1.- Realizar una reunión pre operativa y de seguridad.
- 2.- Probar líneas con 5000 psi por 5 minutos.
- 3.- Cementar liner de 7" según el programa propuesto.
- 4.- Bombear 5 bls de agua + 20 bls de lavador químico para conseguir una efectiva remoción del lodo, ya que este consiste primariamente en una sal y un surfactante solubilizado en agua.
- 5.- Bombear 5 bls de agua + 20 bls de lavador mecánico gelificado para dar lugar a una remoción mecánica de los sólidos desprendidos de la pared, la densidad de este colchón debe estar entre la densidad del lodo y la lechada.
- 6.- Bombear 5 bls de agua + 20 bls de otro colchón químico que permite la oxidación de la costra del lodo con la cual permite un barrido de la misma mediante el flujo y paso de los demás colchones.
- 7.- Bombear 5 bls de agua + 20 bls de colchón espaciador debido a su alta reactividad con salmueras y sistemas alcalinos le permite mejorar la adherencia del cemento a las paredes del pozo y al liner.
- 8.- Desplazar el cemento a varios caudales de tal forma de obtener flujo turbulento en el pozo en el momento que la lechada se aloje en este, partiendo de la siguiente distribución: 10 bls de agua + 40 bls de lechada de relleno + 35 bls lechada de cola + 80 bls de agua @ 6 bpm + 60 bls de lodo @ 6 bpm + 15 bls de lodo @ 2 bpm + 60 bls de lodo @ 4bpm + 7,4 bls @ 2 bpm y asentar tapón con 3200 psi.
- 9.- Verificar retorno de flujo.

2.7.4. Problemas comunes en la cementación de un liner.

Dentro de los problemas que suelen suscitarse en las operaciones de cementación pueden citarse los siguientes puntos:

2.7.4.1. Incompatibilidad de Fluidos.

Se da por el contacto entre el lodo de perforación y la lechada de cemento, resultando en una masa viscosa imbombeable en la interfase de ambos fluidos. En tal caso, se dice que ambos fluidos son incompatibles. (Ver Gráfico 2.63)

Y trae como consecuencia altas presiones de fricción durante los trabajos de cementación. Estas presiones pueden fracturar las formaciones frágiles y causar el taponamiento del espacio anular, impidiendo que se complete el trabajo de cementación, también que el fluido desplazante (en este caso la lechada de cemento) tienda a canalizarse a través de la tubería de revestimiento y de la formación y un insuficiente aislamiento entre zonas, requiriéndose la realización de operaciones posteriores, tales como cementaciones forzadas para corregir esta anomalía.



Gráfico 2.63; Incompatibilidad de Fluidos (lodo de perforación – lechada de cemento).

Fuente: Texto de Cementos Petroleros, López Arturo.

2.7.4.2. Daño a la formación (Fractura).

Esto puede ocurrir por la aplicación de la presión que ejerce la columna de fluidos en el pozo más la aplicación de presión que las bombas utilizan para desplazar estos fluidos por el espacio anular exceda el valor de la presión de fractura de la formación.

2.7.4.3. Distintos requerimientos por parte del personal de cementación y del Colgador de Liner.

Por ejemplo, se va a realizar la operación de instalación y cementación de un liner y por parte de los técnicos de cementación se determina bajar 10 centralizadores para la adecuada centralización del liner y una buena cementación, pero que para el técnico que baja el liner y asienta el colgador de liner ante un previo análisis de torque y arrastre con este número de centralizadores (10) se le va hacer difícil llegar con el liner al fondo, por lo que este va a requerir de una menor cantidad de centralizadores, dando como resultado la existencia de desacuerdos técnicos entre ambas partes.

Lo óptimo que ambas partes lleguen al mejor acuerdo, que los beneficie en los requerimientos de sus respectivas operaciones individuales y el óptimo resultado de la operación en general que es cementar el liner a la profundidad programada, caso contrario de no resolverse el problema la persona quien decida será el Company Man.

2.8. SEGURIDAD INDUSTRIAL, SALUD Y MEDIO AMBIENTE.

2.8.1. Normas de Seguridad.

Como política de excelencia empresarial para WEATHERFORD el tema de la seguridad es prioridad, por lo que han desarrollado un programa que involucra una serie de puntos, a los que Weatherford los ha llamado 8 Joyas o “GEMS” Getting Everyone Managing Safety y que traducido al castellano sería algo como Involucrar a todos en operaciones de seguridad. (Ver Gráfico 2.64).



Gráfico 2.64; Programa de QHSSE 8 Joyas o “GEMS”.

Fuente: Referencia de seguridad para el personal de Weatherford.

Donde a continuación se indicaran cada una de las 8 Joyas “GEMS”

1.- Seguridad del Conductor y Vehicular.

En este primer punto se hace referencia a 3 requerimientos.

- a) Que se conduzca de acuerdo a las condiciones de la ruta.
- b) Que se esté libre de impedimentos / fatigas y distracciones.
- c) Correcto Estacionamiento.

2.- Compromiso e Intervención.

En este punto se presentan 3 consideraciones.

- a) Que se realice una reunión Pre-trabajo.

- b) Que se cumplan los procedimientos y estándares.
- c) Utilice el Equipo de protección personal adecuado.

3.- Seguridad en las locaciones.

Este punto considerará 3 requerimientos como lo son:

- a) El Etiquetado y bloqueo donde sea requerido.
- b) Orden y Limpieza.
- c) Los equipos / materiales estén asegurados antes de trabajar con ellos.

4.- Inducción y Entrenamiento.

Todos los empleados deben completar el entrenamiento de seguridad (QHSSE) técnico y documentado apropiado a las tareas de su trabajo y comprender las políticas de la Compañía y las expectativas antes de exponerse a cualquier peligro en el lugar de trabajo.

Así como:

- a) Si el empleado es competente para hacer la tarea.
- b) Si es empleado de servicio corto.

5.- Manejo del Riesgo.

Donde se han considerado los siguientes dos aspectos.

- a) Permisos de Trabajo obtenido donde sea requerido.
- b) Un análisis de seguridad de trabajo cuando sea requerido.

6.- Operaciones y equipos de elevación.

Donde es necesario se cumpla con los siguientes 4 puntos:

- a) Manipulación adecuada.
- b) Una inspección de pre-uso.
- c) Carga asegurada previo al movimiento.
- d) Camino del recorrido definido.

7.- Sustancias Peligrosas.

Dentro de este punto se ha considerado el siguiente par de aspectos.

- a) Revisión de hoja de seguridad del producto (MSDS).
- b) Etiquetas / Instrucciones seguidas:

8.- *Ambientes Peligrosos.*

En este punto se ha establecido 4 consideraciones a tener en cuenta.

- a) Ingreso a espacio confinado.
- b) Identificación de presiones residuales para ser ventiladas.
- c) Uso de protección de caída adecuado.

2.8.2. Equipos de Seguridad Ocupacional utilizados y su correcto uso.

Como parte del segundo punto Compromiso e Intervención que fue descrito anteriormente dentro de las 8 “GEMS” solo se mencionó el tema equipos de protección personal, por lo que en esta sección se lo explicará de manera más detallada referente a las operaciones de colgadores.

Con el fin de cumplir con el programa 8 “GEMS” y así evitar que los empleados se expongan a algún peligro si no están protegidos apropiadamente, Weatherford proporcionará el equipo de protección personal a los empleados los que deberán mantenerlos en buenas condiciones sanitarias y confiables.

Donde se han establecido al casco, anteojos de seguridad, zapatos o botas con punta de acero y overoles como equipo de protección personal mínimo que se debe utilizar en cualquier área de trabajo.

2.8.2.1. Protección ocupacional de la cabeza.

Como equipo de protección ocupacional para la cabeza dentro de las operaciones de colgadores de liner se requiere del uso de un casco de seguridad, no conductor Tipo 1, Clase E ANSI Z89.1

- a) Colores de cascos para identificar al personal.

Naranja: Color de casco utilizado por los empleados nuevos que están en entrenamiento, con seis meses o menos de experiencia en la empresa, o con seis o menos meses de experiencia en el área de operaciones de colgadores de liner y que son designados como empleados de servicio corto hasta que la competencia sea demostrada y verificada. (Ver Gráfico 2.65).



Gráfico 2.65; Casco para personal en entrenamiento.

Fuente: Referencia de seguridad para el personal de Weatherford.

Rojo: Color de casco utilizado por los empleados que han pasado el entrenamiento y cuya competencia ha sido demostrada y verificada. (Ver Gráfico 2.66)



Gráfico 2.66; Casco para personal experimentado.

Fuente: Referencia de seguridad para el personal de Weatherford.

b) Correcto Uso

- El casco de seguridad no debe ser alterado de ninguna manera (cambio de diseño, perforado o pintado).
- Usar el casco en ángulo recto sobre la cabeza, no utilizarlo sobre un lado solo, o dado vuelta en posición reversa así como tampoco por encima de alguna gorra ya que en ese momento el casco deja de cumplir con las funciones para el que fue diseñado.
- El sistema de suspensión del casco debe estar en buen estado y ser reemplazado cuando sea necesario.

2.8.2.2. Protección ocupacional de ojos.

Todos los técnicos que estén en el área de trabajo referente a colgadores de liner deben usar gafas de seguridad, Ver Gráfico 2.67.



Gráfico 2.67; Gafas de seguridad.

Fuente: Referencia de seguridad para el personal de Weatherford.

2.8.2.3. Protección ocupacional de audición.

Para áreas de nivel alto de ruido (85 dBA o más) con el fin de reducir este, se requiere del uso por parte de los técnicos de una protección de audición como orejeras o tapones para los oídos.



Gráfico 2.68; Equipo de protección auditiva.

Fuente: Referencia de seguridad para el personal de Weatherford.

2.8.2.4. Protección ocupacional del cuerpo (Vestimenta).

El overol es la prenda de protección ocupacional para el cuerpo en los trabajos de colgadores de liner.



Gráfico 2.69; Overol para el personal de colgadores de liner.

Fuente: Referencia de seguridad para el personal de Weatherford.

2.8.2.5. Protección ocupacional de manos.

El personal técnico debe usar guantes cuando ejecuten trabajos que expongan las manos a cortes o abrasiones.

- Se deben usar guantes de algodón estándar cuando se trabaje con materiales o equipos duros. (Ver Gráfico 2.70). O guantes resistentes a cortes cuando se trabaje con material o herramientas cortantes.



Gráfico 2.70; Guantes de algodón con pupos de neopreno.

Fuente: Referencia de seguridad para el personal de Weatherford.

2.8.2.6. Protección ocupacional de pies.

Dentro de las operaciones de colgadores de liner por parte del personal técnico los zapatos de seguridad que se emplean son las botas punta de acero que conformen con los estándares ASTM F2413-05, BS 1870, EN345 como se observa en el siguiente Gráfico.



Gráfico 2.71; Botas de seguridad punta de acero.

Fuente: Referencia de seguridad para el personal de Weatherford.

2.8.3. Certificación de Calidad.

Como parte del crecimiento y mejora continua, Weatherford South America L.L.C posee las siguientes certificaciones:

Certificación de los sistemas de gestión ambiental ISO 14001:2004. Ver ANEXO D

Certificación de Seguridad & Salud Ocupacional OHSAS 18001:2007. Ver ANEXO E

Estas nuevas certificaciones sumadas a las logradas desde el año 2000, y vigentes en la actualidad del sistema de gestión de calidad ISO 9001:2008, y las especificaciones API Q1, 5CT, 6A, respaldan la confiabilidad de los servicios prestados por Weatherford como una compañía integral que brinda calidad en sus operaciones, preservando la salud y la seguridad de su personal, clientes y contratistas, y protegiendo al ambiente; bajo el marco de la ética, la responsabilidad social y sus propios valores.

CAPÍTULO III

DISEÑO METODOLÓGICO

3. DISEÑO METODOLÓGICO

3.1. TIPO DE ESTUDIO

El presente análisis es de carácter descriptivo, transversal y prospectivo, el mismo que contará con una investigación bibliográfica y de campo.

- (a) Es descriptivo ya que en el desarrollo del proyecto se describirán las operaciones del procedimiento de expansión de un sistema de colgador de liner expandible así como de un colgador de liner convencional, también de las herramientas y equipos que intervienen en esta operación.
- (b) Prospectivo porque los resultados del análisis de los inconvenientes presentados en la instalación del colgador de liner expandible servirán a futuro como referencia técnica.
- (c) Transversal porque este análisis se lo va a realizar en el período junio 2012- diciembre 2012

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA

Como el enfoque del estudio es de campo los conceptos de población y muestra no serán aplicables. Ya que los sistemas de colgadores de liner son empleados en muchos pozos petroleros del oriente ecuatoriano.

Y que para el análisis técnico de la instalación del colgador de liner expandible, los pozos presentados serán seleccionados considerando los siguientes criterios:

- (a) Requiere de colgador para Liner de 7" x 9 5/8".
- (b) Pozos pertenecientes a la empresa EP Petroecuador.

3.3. MÉTODOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

La información o datos necesarios para el desarrollo de este análisis se obtendrán a partir de:

- (a) Reportes de las corridas para la instalación del colgador de Liner pertenecientes a línea de Liner Hangers de Weatherford.
- (b) Fotografías de las evidencias de los elementos relacionados con los problemas suscitados durante la operación de instalación del colgador de liner expandible.
- (c) Reuniones con el tutor industrial de la empresa auspiciante del presente tema de tesis.
- (d) Personal técnico que esté en el área involucrada de la perforación y completación de pozos.
- (e) Artículos Técnicos publicados en revistas especializadas y Material Bibliográfico como manuales de la empresa para conocer acerca del desarrollo de los equipos y herramientas, especificaciones técnicas, aplicaciones y antecedentes dentro de los pozos petroleros del Oriente Ecuatoriano.

3.4. TABULACIÓN DE DATOS

Los datos obtenidos serán tabulados utilizando una hoja de cálculo para su posterior graficación, esto se hará para el caso de la breve referencia económica del costo de colgadores de liner instalados en unos pozos de EP PETROECUADOR si así se requiere.

3.5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN

Para el análisis y la interpretación se procesará toda la información técnica recopilada sobre los procedimientos operacionales de asentamiento y corrida del colgador de liner objeto de estudio, para lo cual se iniciará con la clasificación de toda la información de manera que permita ser ponderada.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO Y RESULTADOS REALES.

4. ANÁLISIS TÉCNICO Y RESULTADOS REALES DEL USO DE COLGADORES DE LINER EXPANDIBLES EN 3 POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO.

4.1. ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO.

4.1.1.Introducción.

Dentro de los sistemas de colgadores de liner convencionales (mecánicos – Hidráulicos) se emplea la tecnología de cono y cuñas para anclar el colgador de liner al revestimiento anteriormente instalado. Para acomodar este mecanismo de cono y cuñas y proporcionar la resistencia necesaria para soportar el peso del liner, las cuñas del colgador convencional se traban ocupando una gran porción del espesor de pared disponible del revestimiento huésped empleado en el diseño del colgador de liner. Por lo anteriormente expuesto, hace que el diseño de nuevos colgadores de liner para diámetros pequeños sea dificultoso. Adicionalmente para garantizar el aislamiento entre la formación y la superficie además de la cementación primaria, una empacadura integral de tope de liner es corrida en conjunto con el colgador de liner convencional. (Ver Gráfico 2.72a).

Mientras que en los sistemas de colgadores de liner expandibles se hace uso de la tecnología tubular sólida expandible dejando de lado todo tipo de partes móviles como son el cono y las cuñas. El sistema está compuesto por un receptáculo de diámetro interno pulido PBR, el cuerpo del colgador el que contiene a su vez los elementos elastoméricos adheridos que vendrían a sustituir el empleo de la empacadura de tope de liner del sistema de colgador convencional e insertos de carburo de tungsteno, un running sub y un adaptor sub que es aquel que permite adaptar el sistema de colgador a la tubería de revestimiento corta (liner). (Ver Gráfico 2.72b).

Y una vez que el cuerpo del colgador de liner es expandido los insertos de carburo de tungsteno se incrustan en el casing y los elementos elastoméricos repetitivos son comprimidos en el espacio anular. De este modo se elimina el espacio anular liner hanger – casing y existirá integridad de presión en el tope de liner así como también muy buena capacidad de carga en tensión y compresión.

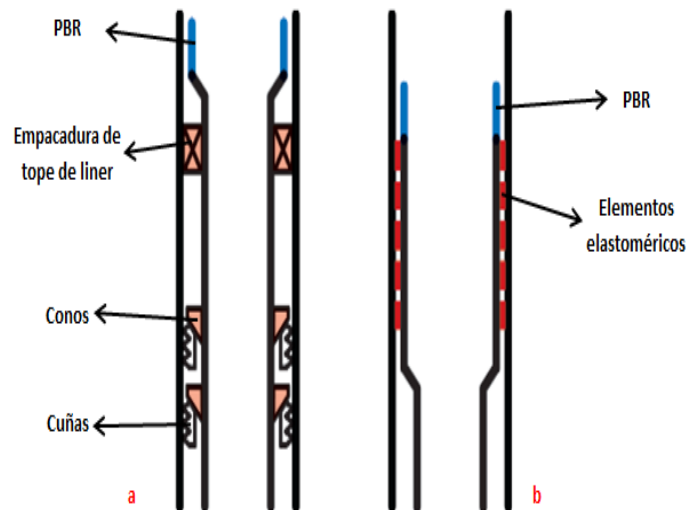


Gráfico 2.72; Colgador de liner convencional (a) – Colgador de liner expandible (b).

Fuente: Paper IADC/ SPE 99186.

4.1.2. Visualización de la Anatomía de los tipos de colgadores de liner existentes como parte del análisis comparativo.

4.1.2.1. Colgador de Liner Convencional Hidráulico.

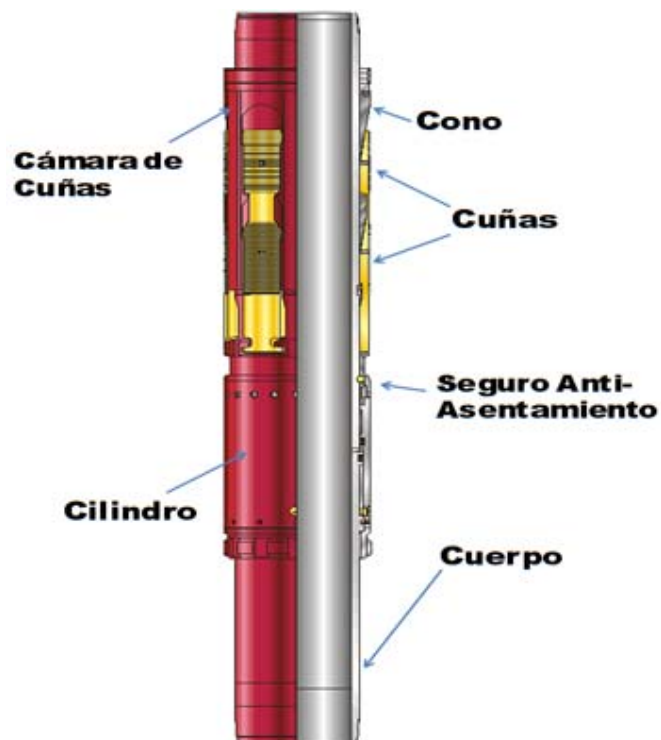


Gráfico 2.73; Anatomía de colgador de liner Hidráulico.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

4.1.2.2. Colgador de Liner Convencional Mecánico.

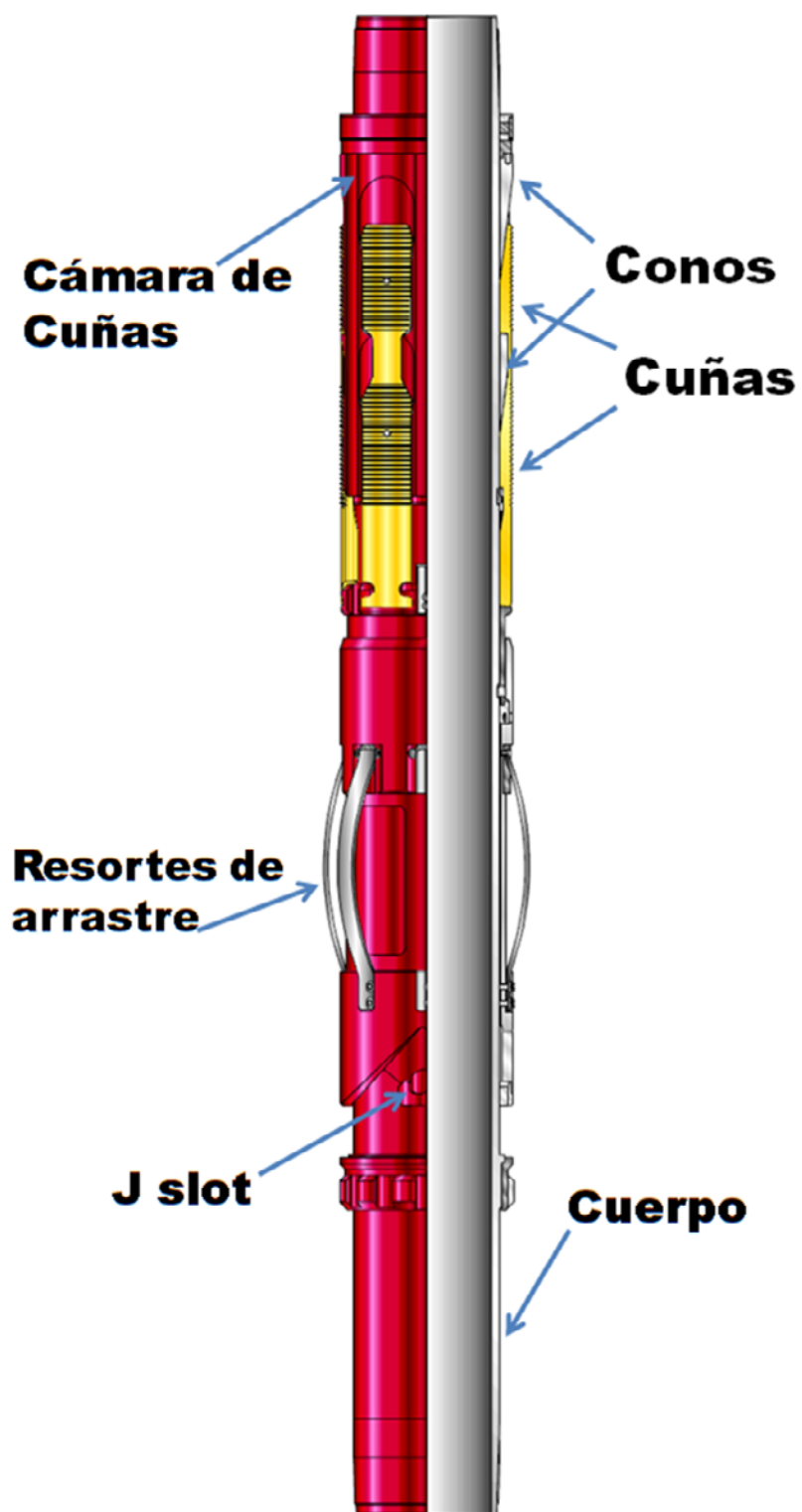


Gráfico 2.74; Anatomía de colgador de liner Mecánico.

Fuente: LINER HANGERS Textbook Weatherford.

4.1.2.3. Colgador de Liner Expandible TruForm.

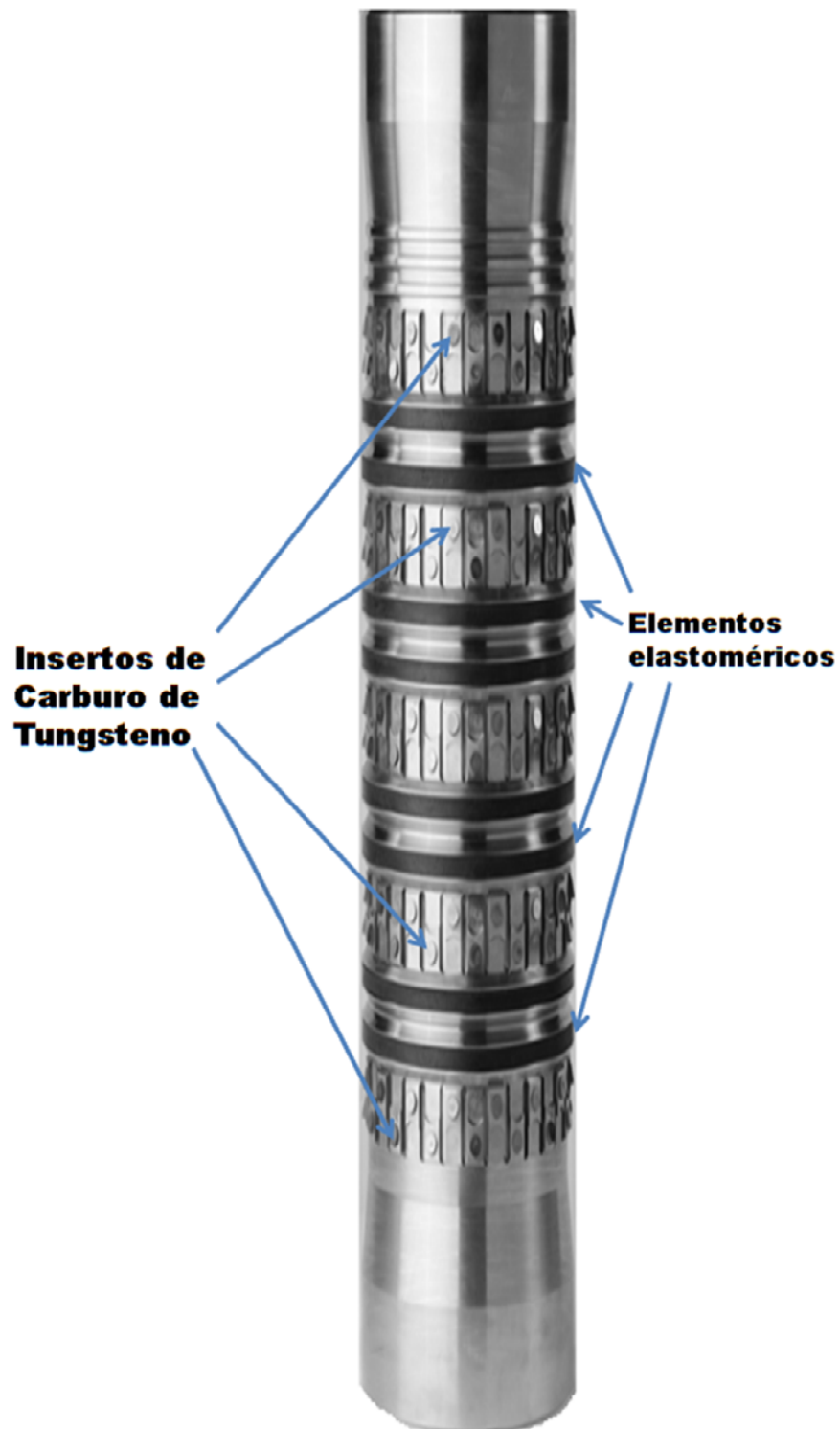


Gráfico 2.75; Anatomía de colgador de liner expandible TruForm.

Fuente: Documento sobre el Sistema de colgador de liner Expandible TruForm

4.1.3. Problemas comunes de colgadores de liner convencionales.

- El liner no llega a fondo.

Este problema puede suscitarse como consecuencia de restricciones presentes en el pozo causando que el liner se quede apoyado sobre una de estas restricciones impidiéndole llegar a la profundidad total (TD) o también debido a la ausencia de herramientas que permitan rotación.

- El colgador de liner se asienta prematuramente en el transcurso del viaje.

Para un colgador de liner convencional mecánico si por alguna causa y antes de la profundidad de asentamiento se llega a manipular la sarta de forma que se logre liberar el pin de la ranura tipo J se activará el mecanismo para su inmediato asentamiento.

- El colgador de liner no fija.

Si es que las cuñas del colgador no alcanzan a morder o trabarse al casing completamente, teniendo como consecuencia que se produzca resbalamiento y como resultado final que el liner no se fije o se asiente.

- Incremento de presión de circulación post asentamiento del colgador.

Luego del asentamiento de un colgador de liner convencional se continúa con la operación de cementación, donde el colgador como resultado de trabar las cuñas sobre el casing crea restricción del flujo con lo cual la presión de circulación se incrementa.

- La herramienta de asentamiento no se libera.

Si por alguna circunstancia no se logra transmitir la presión suficiente a la herramienta de tipo hidráulica no podrá ser liberada, por lo cual se tendrá que aplicar un segundo mecanismo de liberación en este caso de liberación mecánica con rotación a la izquierda.

- La empacadura de tope de liner no sostiene o resiste presión.

Debido a que no consiguió hacer un sello completo con las paredes del casing y no se llegue a conseguir integridad de presión en el tope del liner.

4.1.4. Cálculos requeridos para correr Colgadores de Liner Convencionales y Expandibles.

4.1.4.1. Presión Hidrostática (PH).

La presión hidrostática es la presión creada por el peso de una columna de fluido que actúa sobre un área definida. La presión hidrostática puede cambiar ya sea por cualquier cambio presente en la altura de la columna del fluido o en el peso del fluido. Cuando dos o más columnas de fluidos de

diferentes pesos están presentes en el pozo, cada columna de presión hidrostática tiene que ser calculada separadamente y al final sumadas para determinar la presión hidrostática resultante.

La altura de la columna de fluido es calculada considerando como referencia a la profundidad vertical verdadera (TVD) del pozo y no sobre la longitud total de la columna de fluido en el pozo.

Siendo su expresión la mostrada a continuación:

$$PH \text{ (psi)} = 0.052 \times TVD \text{ (ft)} \times \rho_f \text{ (ppg)}$$

Dónde:

0.052: Factor de conversión que convierte la densidad de un fluido en un gradiente de Presión.

PH: Es la Presión Hidrostática en psi.

TVD: Es la Profundidad Vertical Verdadera en pies.

ρ_f : Es la densidad o peso del fluido en lb / gln.

4.1.4.2. Área Anular.

El área anular puede definirse como la diferencia de áreas entre el área formada por el diámetro interno del revestimiento y el área resultante de considerar el diámetro externo del tubing. En situaciones de hueco abierto (open hole), el área anular es la diferencia del área tomando en cuenta el diámetro del pozo (open hole) y el área formada por el diámetro externo del tubular (drill pipe, casing o liner).

Donde la expresión del área anular para el primer caso indicado será:

$$\text{Área Anular} = 0.7854 \times (csg \text{ ID}^2 - tbg \text{ OD}^2)$$

Y para hueco abierto el área anular será:

$$\text{Área Anular} = 0.7854 \times (\emptyset \text{ pozo}^2 - tubular \text{ OD}^2)$$

Dónde:

0.7854: Constante resultado de dividir el valor de π para 4.

4.1.4.3. Volumen Interno de Tubería (VIT), bbl.

El volumen o capacidad interna de una tubería es el volumen generado como resultado del producto del área interna del tubular por su altura. Derivándose a continuación la expresión para el cálculo de la misma.

$$VIT = \text{Area interna}, A_i \times \text{Altura}, h$$

$$A_i = \frac{\pi \times (ID^2)}{4}$$

$$VIT = \frac{\pi \times (ID^2)}{4} \times h$$

Siendo la expresión general para el cálculo del volumen interno de tubería la que se muestra en la parte inferior donde tanto ID como la altura (h) deben estar en las mismas unidades para obtener como resultado una unidad volumétrica.

$$VIT [L^3] = 0.7854 \times ID^2 \times h$$

Dónde:

L^3 : Unidad Volumétrica.

Ahora llevando esta expresión para cálculos considerando unidades comunes aplicadas en campo. Donde los diámetros son considerados en pulgadas (in) y la altura o longitud en pies (ft) el VIT será:

$$VIT [L^3] = 0.7854 \times (ID, in)^2 \times (h, ft)$$

$$VIT [L^3] = 0.7854 \times (ID)^2 \times (h) \times (1 in)^2 \times (1 ft)$$

$$VIT = 0.7854 \times (ID)^2 \times (h) \times (1 in)^2 \times (1 ft) \times \frac{(1 ft)^2}{(12 in)^2} \times \frac{1 bbl}{5.6146 ft^3}$$

$$VIT, bbl = 0.00097142 \times (\text{tubería ID, in})^2 \times (h, ft)$$

4.1.4.4. Volumen Anular (VA), bbl.

La capacidad anular es la diferencia de volúmenes entre el volumen generado por la tubería de mayor diámetro y la tubería de menor diámetro considerando que para la tubería de mayor diámetro se empleará el ID y para la tubería de menor diámetro se empleará el OD. (Ver Gráfico 2.76).

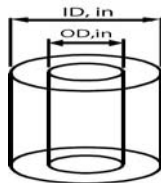


Gráfico 2.76; Volumen o Capacidad Anular.

Elaborado por: Gino Andrés Cojitambo.

Donde de igual manera se derivará la expresión para el cálculo del volumen anular (VA).

$$VA = VIT - VET$$

$$VET = \text{Area externa}, A_e \times \text{Altura}, h$$

$$A_e = \frac{\pi \times (OD^2)}{4}$$

$$VET = \frac{\pi \times (OD^2)}{4} \times h$$

Siendo la expresión general para el cálculo del Volumen Externo de Tubería (VET) la que se muestra en la parte inferior donde tanto OD como h deben estar en las mismas unidades para obtener como resultado una unidad volumétrica.

$$VET [L^3] = 0.7854 \times OD^2 \times h$$

Ahora llevando esta expresión para cálculos considerando unidades comunes aplicadas en campo. Donde los diámetros son considerados en pulgadas (in) y la altura o longitud en pies (ft) el VET será:

$$VET [L^3] = 0.7854 \times (OD, in)^2 \times (h, ft)$$

$$VET [L^3] = 0.7854 \times (OD)^2 \times (h) \times (1 in)^2 \times (1 ft)$$

$$VIT = 0.7854 \times (OD)^2 \times (h) \times (1 in)^2 \times (1 ft) \times \frac{(1 ft)^2}{(12 in)^2} \times \frac{1 bbl}{5.6146 ft^3}$$

$$VET, bbl = 0.00097142 \times (\text{tubería } OD, in)^2 \times (h, ft)$$

Y que al remplazar en VA tendremos la expresión para el cálculo del volumen anular en barriles.

$$VA = VIT - VET$$

$$VA, bbl = 0.00097142 \times (\text{tubería } ID, in)^2 \times (h, ft) - 0.00097142 \times (\text{tubería } OD, in)^2 \times (h, ft)$$

Sacando factor común y ordenando la expresión final será:

$$VA, bbl = 0.00097142 \times [(\text{tubería } ID, in)^2 - (\text{tubería } OD, in)^2] \times (h, ft)$$

Dónde:

0.00097142: Factor de conversión que convierte los Diámetros en pulgadas y altura en pies en Volumen Anular expresado en Barriles.

4.1.5. Secuencias operacionales para el asentamiento o activación de Colgadores de Liner Convencionales y Expandibles de WEATHERFORD.

4.1.5.1. Secuencias operacionales para el asentamiento o activación de un colgador de liner Convencional.

a) Finalizada la circulación a la profundidad de asentamiento del colgador de liner, parar el movimiento de rotación (si es aplicable) y soltar esfera de asentamiento desde el liberador de esfera ubicado en la Cabeza de Cementación.

- La zapata flotadora debe tener como mínimo 5 pies de espacio libre antes de alcanzar la profundidad total para el posterior asentamiento del liner.

b) Bombear la esfera lanzada anteriormente a más de 3 barriles por minuto (bpm).

c) Cuando la esfera esté asentada, incrementar la presión de manera uniforme hasta un mínimo de 20 % más que la presión teórica requerida para asentar el colgador o herramienta de corrida hidráulica. Mantener dicha presión por 5 minutos.

d) Con la presión aplicada, aflojar para verificar que el colgador de liner se ha asentado.

e) Cuando el colgador de liner este asentado, aflojar al menos 30000 – 40000 lbs sobre las cuñas del colgador y marcar la tubería.

f) Ubicar la sarta de forma que la herramienta de corrida tenga 20000 lbs de peso aplicadas. Desahogue la presión de asentamiento aplicada. Libere la herramienta de corrida de liner rotando la sarta de corrida a la derecha. Comparar el torque aplicado versus el correspondiente número de vueltas aplicadas.

g) Levantar para verificar que la herramienta de corrida se ha liberado.

h) Cuando la herramienta de corrida ha sido liberada, afloje la sarta de corrida y aplique 25000 lbs sobre el colgador de liner.

i) Aplicar presión uniformemente al menos 20% más alta que la presión teórica requerida para liberar la esfera y romper asiento de la misma. Verificar si hay retorno de fluidos después que se ha efectuado la liberación. También verificar que la tasa de circulación y la presión correspondiente son similares a aquellas registradas antes de asentar el Colgador de Liner y que ellas son de una magnitud tal que permitirán que la cementación sea llevada a cabo.

j) Establezca la rotación del liner a 15-25 revoluciones por minuto (rpm), o alternativamente a una velocidad razonable que provea lecturas de torque estables. Solo rote el liner mientras circule, asegurándose de registrar la presión requerida para iniciar o “romper” circulación primero.

4.1.5.2. Secuencias operacionales para el asentamiento o activación de un colgador de liner Expandible.

- a) Una vez que la circulación a la profundidad de asentamiento del colgador de liner haya finalizado, parar todo movimiento de tubería.
- b) Reconfirmar la Profundidad Total (TD), recoger y aflojar pesos.
- c) Comprobar que la sarta esté en tensión.
- d) Iniciar la operación de cementación según el programa propuesto y aplicar rotación y reciprocación de la tubería para obtener un mejoramiento del trabajo de cementación.
- e) Una vez que el trabajo de cementación ha finalizado, liberar la esfera de asentamiento o canica del liberador de esfera de la cabeza de cementación. Y retirar el liberador de esfera con una sola vuelta.
- f) Cuando la esfera se asiente, incremente la presión a 3500 psi para activar la Herramienta (ELH ER).
 - Cuando los cilindros hidráulicos estén totalmente recorridos la presión se elevará, lo cual proveerá una indicación positiva de que la expansión ha tenido lugar. No superar los 5000 psi de presión.
- g) Purgar la presión.
- h) Aflojar el peso de liner, más 10000 a 20000 lbs de peso de tubería de perforación para comprobar que el colgador ha sido asentado.
 - Cuando se esté aflojando peso sobre el colgador de liner, siempre asegurarse de que dicho peso no supere la capacidad del colgador.
 - Aflojar a la misma lectura de peso del indicador cuando la marca fue ubicada sobre la tubería de perforación Medir la distancia desde la mesa rotaria a la marca, esto representa que el zapato esta fuera del fondo y también confirma que el colgador está asentado.
 - Asegurarse de tener suficiente longitud de tubería de perforación bajo la cabeza de cementación y sobre la mesa rotaria cuando se afloje peso sobre el colgador.
- i) Si se requiere, presión puede ser aplicada en el espacio anular para probar los elementos elastoméricos repetitivos.
- j) Incrementar la presión en la tubería de perforación para desplazar la herramienta (ELH ER) a la posición de liberación.

Si la herramienta ELH ER no se libera se puede optar por:

- Primera Opción: Aplicar presión nuevamente a la sarta de corrida (siempre en compresión). Iniciar con una presión de 200 psi por sobre la presión más alta anteriormente aplicada durante el proceso de asentamiento del colgador. En el supuesto caso de que la herramienta aun no haya sido liberada, aumentar la presión con incrementos de 200 psi purgar la presión y comprobar la liberación a cada momento hasta que esta sea liberada.
- Segunda Opción: El sistema de liberación secundario (rotación a la izquierda), puede ser empleado con la aplicación de suficiente torque a la izquierda y poder conseguir el torque necesario para romper los pines de la camisa de torque. Una vez que los pines han sido cortados fijar una cantidad de peso de la sarta (compresión) sobre la herramienta. El collet será retirado a este punto. Para liberarse del liner recogerlo.
- Siempre tener en cuenta el tipo de conexiones que están siendo empleadas en la sarta de trabajo y el liner.

k) Sacar del pozo la herramienta ELH ER.

- Cuando se saque del pozo la liberación de presión será un indicador positivo de que la herramienta ELH ER está liberada.

4.2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL RECEPTÁCULO DE DIÁMETRO INTERNO PULIDO (PBR).

Como funciones del Receptáculo de diámetro Interno Pulido o (PBR) se puede nombrar a los siguientes:

- La parte interna es totalmente pulida para recibir unidades de sellos en caso de futuras remediaciones.
- Protege las herramientas durante la corrida del liner.
- En la parte inferior posee conexiones ACME para acoplarse al resto del ensamblaje del sistema de colgador de liner.

Caracterizándose principalmente por poseer doble bisel (Ver Gráficos 2.77), con el fin de facilitar el ingreso de las herramientas para completación del pozo a través del tope de liner - Top of Liner (TOL).

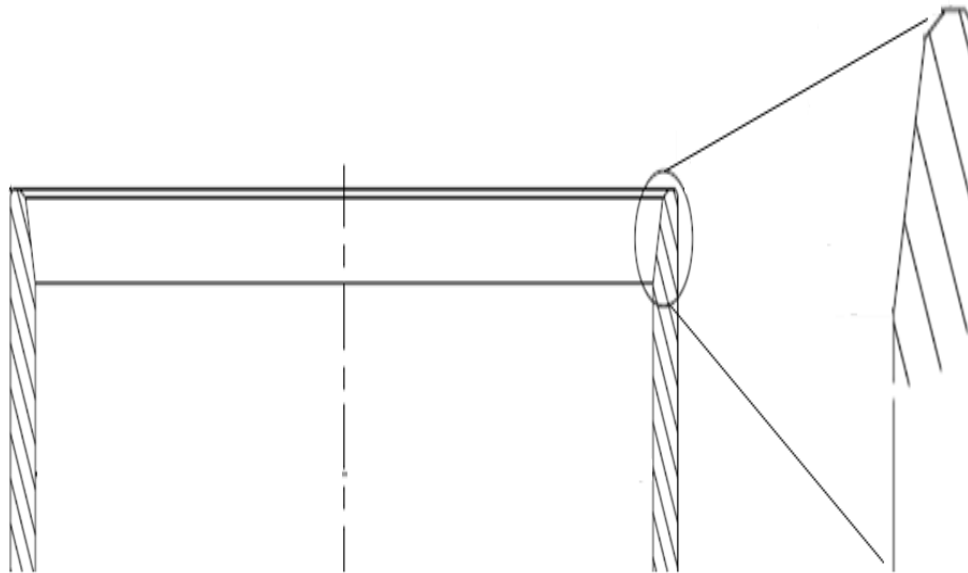


Gráfico 2.77; Doble bisel para ingreso de herramientas a través del tope de liner (TOL).

Fuente: Documento PDF sobre el Receptáculo de Diámetro interno Pulido.

4.3. CASO PRÁCTICO DE LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE COLGADOR DE LINER EXPANDIBLE 7" x 9 5/8" EN UN POZO DEL ORIENTE ECUATORIANO.

DATOS DEL POZO:

Profundidad Total, ft	TVD, ft	Csg depth TD, ft	Csg depth TVD, ft	TOL, ft	Traslape, ft
10810	10196.53	10086	9599.71	9877.31	200

Nombre del Pozo: Armenia 88D

Máxima desviación: 24

Máxima temperatura estática: 120 °F

Máxima temperatura de circulación: 100 °F

DATOS TUBULARES.

Liner.	Tamaño OD, in	Tamaño ID, in	Peso , ppf	Grado	Conexión
	7	6.276	26	C-95	BTC
Casing	Tamaño OD, in	Tamaño ID, in	Peso , ppf	Grado	Conexión
	9.625	8.681	47	N-80	BTC

Incidentes Suscitados en la instalación del colgador de liner TruForm:

Como resultado final de los incidentes presentados en el pozo se tuvo que, el colgador de liner no pudo asentarse (expandirse) en la primera corrida, teniendo que realizarse una segunda corrida para la correcta instalación del colgador de liner expandible.

Detallándose los incidentes de cada una de estas corridas a continuación.

Primera corrida.

➤ TAPONES.

En lo que respecta a los tapones se presentó los siguientes inconvenientes.

Luego de bombear los trenes de colchones lavadores y espaciadores y lechada de cemento, se procedió a soltar el dardo de tubería de perforación, este salió sin inconvenientes de la cabeza de cementación, lo cual se comprobó con el flag sub o indicador de salida del dardo de tubería de perforación.

Los problemas tienen la novedad que el dardo de tubería de perforación no llegó a engancharse con el tapón limpiador de liner y por lo tanto los tapones tampoco se asentaron, lo cual se pudo verificar una vez que se sacó la sarta de trabajo a superficie y se la desarmó. (Ver Gráfico 2.78).



Gráfico 2.78; Dardo de tubería de perforación siendo recuperado.

Fuente: Taller Liner Hangers.

Una vez que se recuperó el dardo de tubería de perforación de la sarta de trabajo, se logra apreciar de manera general los distintos daños que presenta el mismo. (Ver Gráfico 2.79).



Gráfico 2.79; Estado mecánico general de daños del dardo luego de ser recuperado.

Fuente: Taller Liner Hangers.

Daños específicos presentados en el dardo de tubería de perforación y su respectiva explicación de los mismos.

Desgaste excéntrico en la superficie de las Gomas y parte metálica: Esto se suscitó debido a que el dardo de tubería de perforación estuvo viajando presionado sobre uno de sus lados (gomas), posiblemente por una capa de cemento formada en la pared de la tubería de perforación o algún otro tipo de objeto que estuvo alojado contra una de las paredes de la tubería de perforación, lo cual dio como resultado que se produzca el contacto (rozamiento) de una parte de las gomas, una sección de parte metálica con la pared interior de la tubería de perforación (Ver Gráfico 2.80), hasta un momento en el que dejó de avanzar y se quedó atorado sin llegar a engancharse al Tapón limpiador de liner.



Gráfico 2.80; Desgaste de gomas y parte metálica del dardo de Tubería de Perforación.

Fuente: Taller Liner Hangers.

Daño causado por golpes con tool joints: Este daño se presentó debido a que el dardo de tubería de perforación bajo golpeando con tool joints de la tubería de perforación, como puede observarse claramente en el Gráfico 2.81, por las marcas dejadas en el mismo hasta un punto en el que se llegó a detener.



Gráfico 2.81; Daño presentado como resultado de golpes con tool joints.

Fuente: Taller Liner Hangers.

Rotura y lavado de las gomas: Como resultado de ir golpeando con tool joints del drill pipe el dardo de Tubería de Perforación llegó finalmente a quedar trabado en uno de estos tool joints y como las gomas del dardo de tubería de perforación no están diseñadas para soportar presión, la acción abrasiva del movimiento relativo por by pass del fluido con respecto a las gomas que estuvieron soportando por un tiempo determinado llegó a producir en estas rotura y lavado. (Ver Gráfico 2.82 superior).



Gráfico 2.82; Rotura y lavado de las gomas del Dardo de Tubería de Perforación.

Fuente: Taller Liner Hangers.

➤ Colgador de liner TruForm.

Luego del inconveniente con los tapones, se procedió a lanzar esfera o canica (Ver Gráfico 2.83) con el fin de presurizar el sistema de colgador de liner y poder expandir o asentar el colgador, pero no se consiguió presurizar el sistema, porque el dardo limpiador de tubería de perforación no permitió que la esfera logre ubicarse en el asiento de esta, ya que la llegó a detener sobre su parte superior (Ver Gráfico 2.84) , lo cual se pudo comprobar al momento de sacar el sistema de colgador de liner a superficie y analizar rigurosamente el dardo limpiador de tubería de perforación observándose que en el tope del dardo se llegó a formar un pequeño hundimiento circular (desnivel) (Ver Gráfico 2.85).



Gráfico 2.83; Esfera o canica.

Fuente: Taller Liner Hangers.



Gráfico 2.84; Evento de como la esfera estuvo y por lo que no llegó a su asiento.

Fuente: Taller Liner Hangers.



Gráfico 2.85; Evidencia de que la esfera estuvo sobre el dardo de tubería de perforación.

Fuente: Taller Liner Hangers.

- Colgador de liner TruForm.

Se recuperó del pozo y se desarmó del BHA.

Segunda Corrida.

- Colgador de liner TruForm.

Continuando con el programa de instalación del colgador se procede a lanzar esfera, en esta ocasión se logra presurizar el sistema resultando en la expansión exitosa del colgador de liner TruForm a la profundidad establecida.

4.4. RESULTADOS REALES DEL USO DE SISTEMA DE COLGADORES DE LINER EXPANDIBLES EN 2 POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO.

Caso 1:

Sistema de colgador de liner expandible TruForm junto con el zapato rimador DiamondBack permitió atravesar zonas problemáticas (restricciones) dando como resultado que se alcance la Profundidad Total (TD) programada y asegurando un buen aislamiento zonal.

Datos Generales:

Operador: EP Petroecuador.

Nombre del Pozo: Secoya 40D.

Diámetro de Open Hole: 8 ½ in.

Tope del liner: 7856 ft.

Total Depth: 10410 ft.

Angulo de zapato: 58° de desviación.

Geometría del Pozo: Tipo J con un ángulo máximo de 58°.

Casing: 9 5/8 in, 47 ppf, Buttress.

Objetivos:

- Correr 2752 ft de liner de 7 in hasta alcanzar la profundidad total (TD) con capacidad de rotación con el fin de atravesar zonas problemáticas.
- Completar un trabajo de cementación efectivo o exitoso.

Inconvenientes:

- Un previo intento por llegar con el liner a la profundidad total no fue exitoso debido a las limitaciones de torque que posee la conexión Buttress (BTC) que impide o no permite la rotación del liner como se desearía.

Resultados:

- Mediante la instalación de anillos de torque en todas las conexiones de liner de 7 in Buttress se consiguió incrementar la capacidad de torque de conexión Buttress que por lo general tiene un rango de torque de 7000 a 7500 lb-ft a 18000 lb-ft. Y como resultado del uso de estos anillos de torque que ofrece Weatherford a sus clientes se consigue mitigar el riesgo de dañar la conexión buttress del liner y permitir así poder rotar el sistema de colgador de liner expandible TruForm a 50 RPM durante 4 horas durante la corrida.
- El empleo del zapato rimador DiamondBack en el sistema de colgador de liner fue exitoso para poder rimar un espesor de 810 ft de zona problemática (restricciones) y llegar con el liner a la profundidad total de 10410 ft.
- Previo al asentamiento o activación del colgador de liner TruForm, el liner fue cementado con una tasa óptima de desplazamiento de 10 bpm a 1300 psi.
- El sistema de desplazamiento de cemento como es el dardo limpiador de tubería de perforación y el tapón limpiador de liner (LWP) de Weatherford mantuvieron la separación

de fluidos, se asentaron en el cuello recibidor (landing collar) sin problemas, asegurando el adecuado desplazamiento y mejorando el trabajo de cementación.

Descripción General.

El sistema de colgador de liner expandible TruForm de Weatherford, en conjunto con el empleo de anillos de torque y el zapato rimador DiamondBack, ayudaron a rimar zonas problemáticas de restricciones en el pozo, permitiendo a EP Petroecuador alcanzar exitosamente la profundidad total y aislar la formación productora.



Gráfico 2.86; Colgador de liner expandible TruForm empleado en pozo Secoya 40D.

Fuente: Paper de Resultados reales de la instalación del sistema expandible TruForm.

Caso 2:

Sistema de colgador de liner expandible TruForm, aísla dos zonas, e incurre en un Tiempo No Productivo (NPT) de cero.

Datos Generales:

Operador: EP Petroecuador.

Nombre del Pozo: Drago Norte 17D.

Diámetro de Open Hole: 8 ½ in.

Tope del liner: 9574 ft.

Total Depth y Ángulo de zapato: 10582 ft y 0° de desviación.

Geometría del Pozo: Tipo S con un máximo ángulo de hoyo de 30°.

Casing: 9 5/8 in, 47 ppf, Buttress.

Objetivos:

- Correr 1008 ft de liner de 7 in hasta alcanzar la profundidad total (TD) sin incurrir en algún Tiempo no Productivo (NPT).
- Realizar un trabajo exitoso de cementación primaria para aislar las zonas de Caliza A y la arena U.
- Fijar el colgador y realizar una prueba de presión sobre la empacadura.

Inconvenientes:

- Un previo intento por llegar con el liner a la profundidad total no fue exitoso debido a las limitaciones de torque que posee la conexión Buttress (BTC) que impide o no permite la rotación del liner como se desearía.

Resultados:

- Weatherford desplego el sistema de colgador de liner expandible TruForm hasta la profundidad total de 10582 ft con rotación y reciprocación. Con lo que Petroecuador superó obstáculos inesperados en la sección de hueco abierto de 738 ft.
- El tapón limpiador de liner, el cuello recibidor (Landing collar) y el zapato flotador 329DS ayudaron a ejecutar una buena cementación primaria para aislar las zonas requeridas. Donde cada zona tuvo un espesor de 58 pies.
- El cono de expansión fijó el colgador y el exceso de cemento se circuló fuera del pozo.
- La empacadura resistió una prueba de integridad de presión de 1200 psi por 5 minutos, superando la marca o la meta de Petroecuador de unos 500 psi.
- Durante toda la operación de colgador de liner se tuvo cero de tiempo no productivo.

Descripción General.

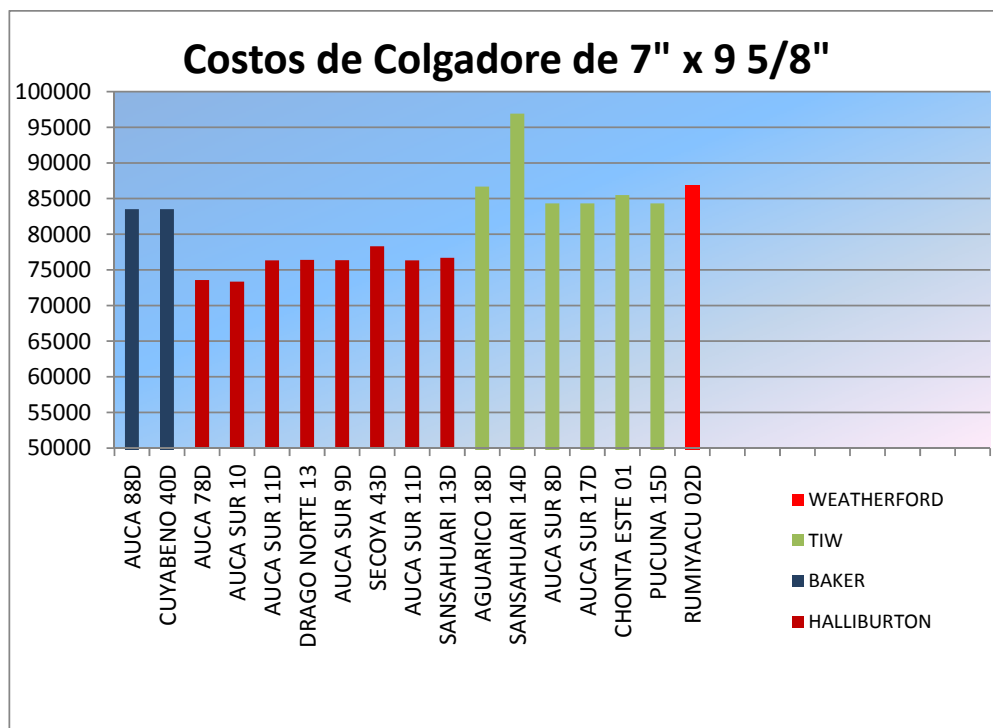
El sistema de colgador de liner expandible TruForm de Weatherford, alcanzo exitosamente la profundidad total de 10582 ft, aislando dos zonas y soportando una prueba de integridad de presión sin que EP Petroecuador incurra en algún Tiempo No Productivo (NPT).



Gráfico 2.87; Colgador de liner expandible TruForm corrido en Drago Norte 17D.

Fuente: Paper de Resultados reales de la instalación del sistema expandible TruForm.

4.5. BREVE DESCRIPCIÓN ECONÓMICA DE COSTOS DE COLGADORES.



CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES.

- Como resultado de pruebas mecánicas realizadas al cuerpo del colgador de liner expandible TruForm este tiene una curva o envolvente de desempeño para grandes pesos de liner pudiendo soportar presiones elevadas tanto arriba como por debajo de sus elementos.
- El sistema de colgadores de liner expandibles tiene como bondad principal el hecho de que permite el movimiento del liner tanto para rotación como reciprocación durante las operaciones de cementación con el fin de mejorar la eficiencia de desplazamiento, debido a que en la operación de cementación del colgador de liner primero se cementa y luego se asienta el colgador, cosa que no ocurre con los sistemas de colgadores convencionales donde es la secuencia opuesta primero se asienta el colgador y luego se cementa.
- Por medio de nuevas implementaciones en su portafolio de colgadores de liner de Weatherford como son herramientas rotacionales que permitan llegar con el liner a fondo, anillos de torque que permitan incrementar el rango de torque de las conexiones BTC que son las que comúnmente tiene el cliente, de un rango de 7000 – 7500 lb-ft de torque a 18000 lb-ft de torque (más del 100 %) y así reducir el riesgo de dañar la conexión y trabajar más tranquilos así como también la implementación de zapatos tipo broca todo esto en conjunto permitirán que el liner del cliente llegue a fondo de manera exitosa.
- Ahorro en costos de equipos ya que en un sistema convencional (mecánico o hidráulico) se emplea sobre el cuerpo del colgador un elemento adicional que es una empacadura de tope de liner y que en el sistema de colgadores expandibles el cuerpo del colgador de liner no hace uso ya que en este ya está incluida la empacadura de tope de liner que vienen a ser sus elementos elastoméricos repetitivos y los insertos de carburo de tungsteno que viene a cumplir la función de las cuñas dentro de los sistemas de colgadores expandibles.
- El hecho de que en algunas ocasiones las herramientas de completación no puedan ingresar con facilidad al tope del liner no quiere decir que el diseño del receptáculo de diámetro interno pulido este mal ya que se observó este equipo posee un doble bisel para facilitar el ingreso de herramientas al tope de liner.

- Para una cementación exitosa los factores a considerarse son los siguientes una adecuada remoción de la costra o enjarre del lodo derivada del empleo y diseño adecuado de colchones lavadores y espaciadores, movimiento de tubería rotacional y reciprocante, acondicionar el lodo para bajar sus propiedades reológicas.
- El sistema de colgadores de liner convencionales posee dos mecanismos para su liberación siendo este hidráulico y mecánico (rotación a la izquierda) mientras que un sistema de colgador de liner convencional mecánico posee un solo mecanismo de liberación, por lo que dentro de esta característica el sistema convencional es más conveniente.
- Dentro de la operación de instalación del colgador de liner expandible este no pudo asentarse en la primera corrida debido a que el sistema no presurizo como resultado que la esfera se quedó asentada sobre el dardo limpiador de tubería de perforación y nunca llegó a su objetivo.
- Debido al espacio reducido (8 ½") dentro de las operaciones de cementación de liners de 7" los centralizadores comúnmente utilizados son los tipo rígidos.
- Las gomas de los dardos limpiadores de tubería de perforación no están diseñados para soportar presión, motivo por el cual al quedarse trabado en el drill pipe el fluido by paseó a este y luego de un tiempo de estar en contacto, la acción abrasiva del movimiento relativo del fluido logró lavar y romper partes del dardo limpiador de tubería de perforación.
- El análisis de torque y arrastre es bastante fundamental para poder elegir el tipo de herramientas adecuadas para la instalación del colgador de liner.

5.2. RECOMENDACIONES

- Siendo una de las operaciones más importantes la de instalación del colgador para liner de producción debido a que en esta sección se va a tener la zona productora, se recomienda que todos los equipos como accesorios estén totalmente calibrados para tener como resultado general una exitosa operación de instalación del colgador y cementación del liner de producción.
- Se recomienda tener siempre calibrados todos los sensores de los equipos de la compañía cementadora para evitar tener problemas como los suscitados en la instalación del colgador de liner expandible durante el bombeo en las operaciones de cementación en Armenia 08D.
- Estar pendiente de que no caiga algún objeto extraño al pozo, para evitar problemas posteriores con relación a daños del dardo de tubería de perforación y que este no llegue a engancharse al tapón limpiador de liner y obstruya el camino que debe seguir la esfera para poder asentarse y presurizar el sistema con el fin de expandir el colgador de liner.
- Limpiar el pozo recomendado mínimo dos fondos arriba.

CAPITULO VI

REFERENCIAS

6. REFERENCIAS

6.1. BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

1. American Petroleum Institute, 2009, API Specification 11D1, USA.
2. BAROID DRILLING FLUIDS, 1998, Cementación de Pozos, Houston.
3. Bazzara H, Boscato P, Breuer D, 1998, Entubación y cementación de la cañería de tramos intermedios y/o productivos, YPF, Argentina.
4. BJ SERVICES, 1996, Cementaciones Primarias y Secundarias, Neuquén Argentina
5. Bolaños A, González F, 1998, Cementación de Pozos Petroleros, Tesis UNAM, México DF.
6. Facultad de Ingeniería, 2008, GEOPRESIONES: FORMACIÓN (O DE PORO) Y FRACTURA, UNAM, México D.F.
7. Kenner K, 2004, Cementación Aplicada, BJ SERVICES, Neuquén Argentina
8. Moore M. J, Campo D. B, Hockaday J, Ring L, 2002, Expandable Liner Hangers: Case Histories. Paper OTC 14313, presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 6-9.
9. San Antonio International, 2011, Seminario de Cementación en laboratorio, Neuquén Argentina.
10. Villalba, M. 2005, Cementación del revestimiento superficial en el pozo SA -198, UTE, Quito.
11. Weatherford, 2006, Criterios para la selección de centralizadores para mejorar el aislamiento anular, Weatherford International, USA.
12. Weatherford, 2006, Float and Stage Equipment, Weatherford International, USA.
13. Weatherford, 2006, Liner Hanger Selection, A guide for drilling and Completions Engineers, Weatherford, USA.
14. Weatherford, 2007, Referencia de seguridad para los empleados y contratistas, Weatherford, USA.

15. Weatherford, 2010, Sistemas de Liner Hang Tough, Weatherford, Venezuela.
16. Weatherford, 2011, Expandable Liner Hanger System TruForm, Weatherford, USA.
17. Well Control School WCS, 2008, Guide to Blowout Prevention – Equipos de Subsuelo, Harvey, USA.

6.2. WEBGRAFÍA

1. <http://sinat.semarnat.gob.mx/dgiraDocs/documentos/tab/estudios/2006/27TA2006X0041.pdf> Acceso 4 de Junio 2012
2. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish01/aut01/p02_15.pdf Acceso 4 de Agosto 2012
3. <http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/WFT036003.pdf> Acceso 4 de Junio 2012
4. <http://www.weatherford.com/dn/WFT156059>. Acceso el 4 de Junio 2012
5. <http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/wft154459.pdf> Acceso 4 de Junio 2012
6. <http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/wft154593.pdf> Acceso el 16 de Junio 2012
7. <http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/wft171637.pdf> Acceso el 16 de Junio 2012
8. <http://www.weatherford.com/dn/WFT174904> Acceso el 26 de Junio 2012

ANEXO A

(PRONÓSTICO DEL CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES)

ACTIVIDADES	2012																				
	Junio- Julio	Agosto				Septiembre				Octubre				Noviembre				Diciembre			
	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
CAPITULO I																					
Planteamiento del Problema	X																				
CAPITULO II																					
Marco Teórico		X	X	X	X	X	X	X	X												
CAPITULO III																					
Diseño Metodológico						X	X	X	X												
CAPITULO IV																					
Análisis Técnico comparativo										X	X	X	X	X	X	X	X				
CAPITULO V																					
Conclusiones y Recomendaciones																		X			
Entrega de Informe Final																			X	X	
Presentación Oral																					X

ANEXO B
(PRESUPUESTO)

DESCRIPCIÓN	VALOR (USD)
1. Internet	20,00
2. Papel	40,00
3. Impresiones	440,00
4. Empastado	60,00
5. Varios	60,00
6. Movilización	100,00
7. Derechos	180,00
	900



Glosario

Técnico

B

BHCT: La temperatura de circulación de fondo es la temperatura que alcanza la lechada cuando está siendo bombeada en el pozo.

BHST: La temperatura estática de fondo es la temperatura a la cual el cemento estará expuesto durante toda la vida del pozo.

C

Casing: Tubería de acero que se coloca o se extiende en un pozo de petróleo o de gas desde la superficie a medida que avanza la perforación para evitar que las paredes del pozo se derrumben durante la perforación y para extraer petróleo, si el pozo resulta ser productivo.

Colapso: Fuerza mecánica perpendicular al eje axial de la tubería, capaz de deformar un tubo por efecto resultante de las presiones externas.

Costra o Enjarre: Capa de sólidos del lodo que se forma en la pared del pozo cuando el líquido del lodo se filtra en la formación.

Cuña Nitrurada: Resultado de haber sido sometida la cuña a un proceso o tratamiento de nitruración.

E

Esfuerzo de corte: El esfuerzo de corte, es la fuerza de fricción producida por dos partículas de fluido moviéndose una a continuación de la otra y entre sí.

Espacio anular: Es el espacio entre dos tuberías concéntricas, o el espacio entre la tubería y el agujero descubierto donde un fluido puede fluir.

Estallido: Es un esfuerzo perpendicular al eje axial de la tubería. Resulta de una diferencia neta de presiones interna y externa donde la presión interna es mayor.

Estimulación: proceso, tal como la acidificación o el fracturamiento de la formación, que consiste en agrandar los canales de flujo viejos o de crear canales nuevos en la formación productora de un pozo.

F

Fluido de Matado: Fluido utilizado para controlar la presión del reservorio del pozo y que por lo general es agua salada con valores de densidad entre 8.4 y 8.9 lbs/gal.

Fraguado: Es el proceso mediante el cual un adhesivo en estado líquido o semisólido se transforma en un sólido resistente.

G

Grado: Categoría o rango dado a diferentes requerimientos para validar la calidad o diseño.

H

Hueco Abierto: Es la fracción o porción del pozo sin tubería de revestimiento.

L

Landing Collar: Cuello Recibidor. Componente diseñado para recibir al tapón limpiador de liner LWP junto con el dardo limpiador de tubería de perforación PDP en su interior.

Lechada de Cemento: Se define como un fluido que resulta de mezclar agua, aditivos y cemento seco, para adquirir propiedades físico-químicas y reológicas específicas.

Liner: Sección de sarta de tubería de revestimiento cuyo tope no llega o se extiende a superficie.

Liner Top Packer: Empacadura de tope del Liner.

Lodo: Es una mezcla de arcillas, agua y productos químicos utilizada en las operaciones de perforación para lubricar y enfriar la broca, para elevar hasta la superficie el material que va triturando la broca, para evitar el colapso de las paredes del pozo y para mantener bajo control el flujo ascendente del petróleo o del gas. Es circulado en forma continua hacia abajo por la tubería de perforación y hacia arriba hasta la superficie por el espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo.

LWP: Tapón limpiador de Liner.

M

Mandril: 1. Barra o eje cilíndrico alrededor del cual se disponen o conectan otras piezas, o que encaja en el interior de un tubo o cilindro. 2. El miembro que bloquea la presión en una empacadura; el miembro que se usa para transferir energía a las cuñas.

N

Nitruración: Tratamiento termoquímico que se basa en la formación de una película de nitruro delgada y muy dura sobre la capa superficial del acero, como resultado del calentamiento del acero en un medio amoniacal a temperaturas relativamente bajas (500-600°C), el que al descomponerse, desprende nitrógeno el que es capaz de reaccionar con la superficie del metal.

El resultado es un incremento de la dureza de la capa superficial de las piezas, aumento de resistencia a la corrosión y a la fatiga.

P

Packer: Empacadura. Es un dispositivo o equipo que se utiliza para sellar el área entre la tubería de revestimiento (casing) y la tubería de producción (tubing).

PBR: Receptáculo de diámetro Interno Pulido. Provee una guía para el ingreso de herramientas al tope del Liner.

PDP: Tapón de Tubería de Perforación. Limpia el cemento del interior de la tubería de perforación para luego engancharse dentro del tapón limpiador de Liner.

Pérdida de circulación: Es la reducción o total ausencia de flujo de fluidos hacia el espacio anular cuando un fluido es bombeado a través de la sarta de perforación.

PHR: Premium Hydraulic Rotating.

PMR: Premium Mechanical Rotating.

Presión diferencial: Es la diferencia de una medida de fuerza por unidad de área entre dos zonas de diferentes presiones, esto puede ser la medida de la presión dentro y fuera de la tubería de revestimiento.

Punto de cedencia: Fuerza aplicada a un fluido para iniciar su movimiento, característico para fluidos encasillados en el modelo plástico de Bingham.

R

Rosca: Una rosca es usada para mantener unidas mecánicamente dos piezas de tubería y deberá mantenerse como un elemento monolítico.

S

Sellos: Dispositivos que proporcionan una barrera al paso de líquidos y/o gases.

Setting Tool: Herramienta cuya función es la de asentar y soltar el liner.

Shoe track: Es la distancia comprendida entre el zapato flotador (float shoe) y el collar flotador (float collar).

Surgencia: Ingreso no programado y no deseado de agua, gas, petróleo o cualquier otro fluido de la formación al interior del pozo. Ocurre cuando la presión ejercida por la columna de fluido de

perforación no es suficiente para superar la presión que ejercen los fluidos de la formación perforada.

T

Tiempo de contacto: Es el tiempo que un fluido pasa a través de un punto específico en el pozo.

Tren de colchones: Se denomina tren de colchones a la existencia de dos o más colchones lavadores y colchones espaciadores, para aprovechar distintos regímenes de flujo y/o acción físico-química sobre el lodo y el revoque.

V

Velocidad de corte: La velocidad o tasa de corte, se define como la diferencia en velocidad de dos partículas de fluido divididas entre la distancia que las separa.

ANEXO D

CERTIFICADO DE SISTEMAS DE GESTIÓN AMBIENTAL ISO 14001: 2004 QUE POSEE WEATHERFORD



Certificate EC12/216553, continued

SGS

WEATHERFORD SOUTH AMERICA LLC

ISO 14001:2004

Issue 1 : 3 July 2012

For the following activities



SERVICIOS DE PERFORACIÓN: SERVICIO DIRECCIONAL; CORRIDA DE TUBULARES; ROSCADO DE TUBULARES; FABRICACIÓN, ALQUILER Y REPARACIÓN DE HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN; INSTALACIÓN DE COLGADORES Y VENTA DE PRODUCTOS DE CEMENTACIÓN.

SERVICIOS DE EVALUACIÓN: PERFLAJE DE POZOS.

SERVICIOS DE TERMINACIÓN: COMPLETACIÓN DE POZOS.

SERVICIOS DE PRODUCCIÓN: SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN.

SERVICIOS DE INTERVENCIÓN: SERVICIOS DE PESCA Y APERTURA DE VENTANAS.

DRILLING SERVICES: DIRECTIONAL SERVICES; TUBULAR RUNNING SERVICES; PIPE THREADING, DRILL STEM SUBS AND FLANGES MANUFACTURING; LINER HANGER INSTALLATION AND CEMENTING PRODUCTS PROVISION.

EVALUATION SERVICES: CASED HOLE AND OPEN HOLE ELECTRICAL LOGGING.

COMPLETION SERVICES: COMPLETION TOOLS AND EQUIPMENT, COMPLETION SYSTEMS

PRODUCTION SERVICES: ARTIFICIAL LIFT AND PRODUCTION OPTIMIZATION SYSTEMS

INTERVENTION SERVICES: FISHING, RE ENTRY AND INTERVENTION SERVICES



Additional facilities

**Av. Alejandro Labaka, Junto al Aeropuerto,
Francisco de Orellana, Ecuador**

**Km. 7 ½ via Coca – Lago Agrio,
Francisco de Orellana, Ecuador**

Page 2 of 2

This document is issued by the Company subject to its General Conditions of Certification Services available at www.iso.com, and, conditions. Attention is drawn to the limitations of liability indemnification and arbitration issues established therein. The authenticity of this document may be verified at <http://www.iso.com> or by contacting the SGS representative. Any unauthorized alteration, forgery or falsification of the content or appearance of this document is unlawful and offenders may be prosecuted to the fullest extent of the law.

3154

ANEXO E

CERTIFICADO DE SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL OHSAS 18001: 2007 QUE POSEE WEATHERFORD

SGS

Certificate EC12/216556

The management system of

**WEATHERFORD SOUTH
AMERICA LLC**

Av. Alejandro Labaka, Junto al Aeropuerto,
Francisco de Orellana, Ecuador

has been assessed and certified as meeting the requirements of

OHSAS 18001:2007

For the following activities

The Scope of registration appears on page 2 of this certificate.

Further clarifications regarding the scope of this certificate and the applicability of OHSAS 18001:2007 requirements may be obtained by consulting the organisation

This certificate is valid from 9 July 2012
until 8 July 2015 and remains valid subject to satisfactory surveillance audits.
Re certification audit due before 28 March 2015
Issue 1. Certified since 9 July 2012

This is a multi-site certification.
Additional site details are listed on the subsequent page.

Authorized by



Alvaro Sandoz
SGS Colombia S.A. Systems and Services Certification
Carrera 18 A No. 78-11 Piso 3 Bogotá D.C. - Colombia
t (571) 68 60262 f (571) 6356252 www.sgsgroup.com

Page 1 of 2





This document is issued by the Company subject to its General Conditions of Certification Services available at www.sgsgroup.com and conditions. This document is drawn to the latest version available. Indemnification and jurisdictional issues established therein. The authenticity of this document may be verified at www.sgsgroup.com or by contacting the company. Any unauthorized alteration, forgery or falsification of the content or appearance of this document is prohibited and offenders may be prosecuted to the fullest extent of the law.

5405

**WEATHERFORD SOUTH
AMERICA LLC**

OSHAS 18001:2007



Issue 1

Detailed scope

SERVICIOS DE PERFORACIÓN: SERVICIO DIRECCIONAL; CORRIDA DE TUBULARES; ROSCADO DE TUBULARES; FABRICACIÓN, ALQUILER Y REPARACIÓN DE HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN; INSTALACIÓN DE COLGADORES Y VENTA DE PRODUCTOS DE CEMENTACIÓN.



SERVICIOS DE EVALUACIÓN: PERFILAJE DE POZOS.

SERVICIOS DE TERMINACIÓN: COMPLETACIÓN DE POZOS.

SERVICIOS DE PRODUCCIÓN: SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN.

SERVICIOS DE INTERVENCIÓN: SERVICIOS DE PESCA Y APERTURA DE VENTANAS.

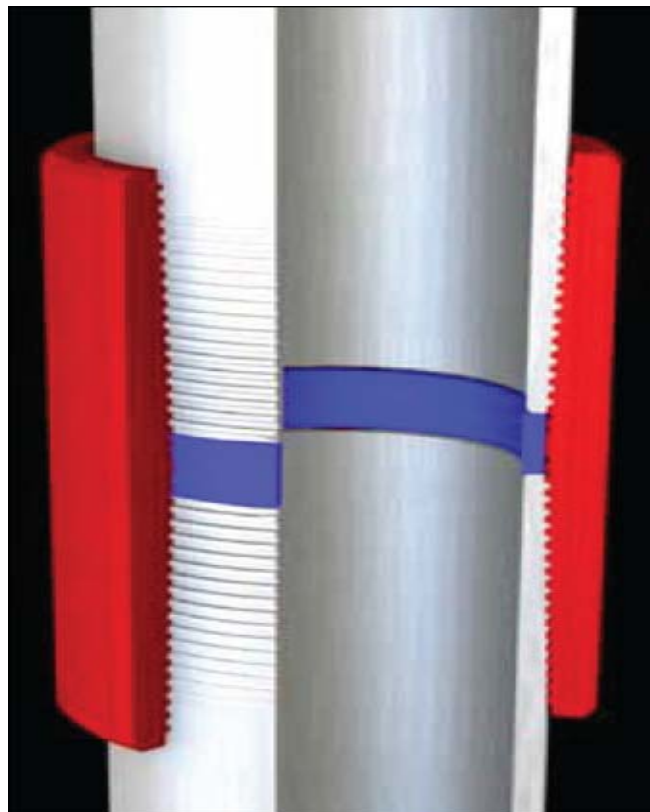
Additional facilities

Av. Alejandro Labaka, Junto al Aeropuerto, Francisco de Orellana , Ecuador

Km 7 ½ vía Coca – Lago Agrio, Francisco de Orellana , Ecuador

ANEXO F

ANILLOS DE TORQUE.



ANEXO G

PROPIEDADES DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING – LINER).

Size	Grado	Peso	D	Drift	Collapse	Buttress	Cap.
inch		lb/ft	inch	inch	psi	psi	bb/ft
5	J-55	13.00	4.494	4.369	4.140	4.870	0.0020
5	J-55	15.00	4.408	4.283	5.550	5.700	0.0019
5	K-55	13.00	4.494	4.369	4.140	4.870	0.0020
5	K-55	15.00	4.408	4.283	5.550	5.700	0.0019
5	N-80	15.00	4.408	4.283	7.250	8.290	0.0019
5	N-80	18.00	4.276	4.151	10.490	9.910	0.0018
5	C-95	15.00	4.408	4.283	8.090	9.840	0.0019
5	C-95	18.00	4.276	4.151	12.010	11.770	0.0018
5	P-110	15.00	4.408	4.283	8.830	11.400	0.0019
5	P-110	18.00	4.276	4.151	13.450	13.620	0.0018
5 1/2	J-55	15.50	4.950	4.825	4.040	4.810	0.0024
5 1/2	J-55	17.00	4.892	4.767	4.910	5.320	0.0024
5 1/2	K-55	15.50	4.950	4.825	4.040	4.810	0.0024
5 1/2	K-55	17.00	4.892	4.767	4.910	5.320	0.0024
5 1/2	C-75	17.00	4.892	4.767	6.070	7.250	0.0024
5 1/2	C-75	20.00	4.778	4.653	8.440	8.430	0.0023
5 1/2	C-75	23.00	4.670	4.545	10.460	8.430	0.0022
5 1/2	N-80	17.00	4.892	4.767	6.280	7.740	0.0024
5 1/2	N-80	20.00	4.778	4.653	8.830	8.990	0.0023
5 1/2	N-80		4.670	4.545	11.160	8.990	0.0022
5 1/2	C-95	17.00	4.892	4.767	6.930	9.190	0.0024
5 1/2	C-95	20.00	4.778	4.653	10.000	10.680	0.0023
5 1/2	C-95	23.00	4.670	4.545	12.920	10.680	0.0022
5 1/2	P-110	17.00	4.892	4.767	7.460	10.640	0.0024
5 1/2	P-110	20.00	4.778	4.653	11.080	12.360	0.0023
5 1/2	P-110	23.00	4.670	4.545	14.520	12.360	0.0022
7	J-55	23.00	6.366	6.241	3.270	4.360	0.0040
7	J-55	26.00	6.276	6.151	4.320	4.980	0.0039
7	K-55	23.00	6.366	6.241	3.270	4.360	0.0040
7	K-55	26.00	6.276	6.151	4.320	4.980	0.0039
7	C-75	23.00	6.366	6.241	3.770	5.940	0.0040
7	C-75	26.00	6.276	6.151	5.250	6.790	0.0039
7	C-75	29.00	6.184	6.059	6.760	7.650	0.0038
7	C-75	32.00	6.094	5.969	8.230	7.930	0.0037
7	C-75	35.00	6.004	5.879	9.710	7.930	0.0036
7	C-75	38.00	5.920	5.795	10.680	7.930	0.0035
7	N-80	23.00	6.366	6.241	3.830	6.340	0.0040
7	N-80	26.00	6.276	6.151	5.410	7.240	0.0039
7	N-80	29.00	6.184	6.059	7.020	8.160	0.0038
7	N-80	32.00	6.094	5.969	8.600	8.460	0.0037
7	N-80	35.00	6.004	5.879	10.180	8.460	0.0036
7	N-80	38.00	5.920	5.795	11.390	8.460	0.0035
7	C-95	23.00	6.366	6.241	4.150	7.530	0.0040
7	C-95	26.00	6.276	6.151	5.870	8.600	0.0039
7	C-95	29.00	6.184	6.059	7.820	9.690	0.0038
7	C-95	32.00	6.094	5.969	9.730	10.050	0.0037
7	C-95	35.00	6.004	5.879	11.640	10.050	0.0036
7	C-95	38.00	5.920	5.795	13.420	10.050	0.0035
7	P-110	26.00	6.276	6.151	6.210	9.960	0.0039
7	P-110	29.00	6.184	6.059	8.510	11.220	0.0038
7	P-110	32.00	6.094	5.969	10.760	11.640	0.0037
7	P-110	35.00	6.004	5.879	13.010	11.640	0.0036
7	P-110	38.00	5.920	5.795	15.110	11.640	0.0035
9 5/8	J-55	36.00	8.921	8.765	2.020	3.520	0.0079
9 5/8	J-55	40.00	8.835	8.679	2.570	3.950	0.0078
9 5/8	K-55	36.00	8.921	8.765	2.020	3.520	0.0079
9 5/8	K-55	40.00	8.835	8.679	2.570	3.950	0.0078
9 5/8	C-75	40.00	8.835	8.679	2.980	5.390	0.0078
9 5/8	C-75	43.50	8.755	8.599	3.750	5.930	0.0076
9 5/8	C-75	47.00	8.681	8.525	4.630	6.440	0.0075
9 5/8	C-75	53.50	8.535	8.379	6.380	7.430	0.0073
9 5/8	N-80	40.00	8.835	8.679	3.090	5.750	0.0078
9 5/8	N-80	43.50	8.755	8.599	3.810	6.330	0.0076
9 5/8	N-80	47.00	8.681	8.525	4.750	6.870	0.0075
9 5/8	N-80	53.50	8.535	8.379	6.620	7.930	0.0073
9 5/8	C-95	40.00	8.835	8.679	3.330	6.820	0.0078
9 5/8	C-95	43.50	8.755	8.599	4.130	7.510	0.0076
9 5/8	C-95	47.00	8.681	8.525	5.080	8.150	0.0075
9 5/8	C-95	53.50	8.535	8.379	7.330	9.410	0.0073
9 5/8	P-110	43.50	8.755	8.599	4.43	8.700	0.0076
9 5/8	P-110	47.00	8.681	8.525	5.310	9.440	0.0075
9 5/8	P-110	53.50	8.535	8.379	7.930	10.900	0.0073

ANEXO H

PROPIEDADES DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN (IF).

OD	Peso	ID	Collapsp Pressure for				Internal Yield Pressure for				Tensile Strength				Cap.	Desp.
			D	E	G	S-135	D	E	G	S-135	D	E	G	S-135		
inch	lb/ft	inch	psi				psi				psi				bb/ft	bb/ft
2 3/8	4.85	1.995	*6.850	11.040	13.250	16.560	*7.110	10.500	14.700	18.900	70	98	137	176	0.00387	0.0016
2 3/8	6.65	1.815	11.440	15.600	18.720	23.400	11.350	15.470	21.660	27.850	101	138	194	249	0.0032	0.0023
2 7/8	6.85	2.441		10.470	12.560	15.700		9.910	13.870	17.830		136	190	245	0.00579	0.0022
2 7/8	10.40	2.151	12.110	16.510	19.810	24.760	12.120	16.530	23.140	29.750	157	214	300	386	0.0045	0.0035
3 1/2	9.50	2.992		10.040	12.110	15.140		9.520	13.340	17.140		194	272	350	0.0087	0.0032
3 1/2	13.30	2.764	10.350	14.110	16.940	21.170	10.120	13.800	19.320	24.840	199	272	380	489	0.00742	0.0045
3 1/2	15.50	2.602	12.300	16.770	20.130	25.160	12.350	16.840	23.570	30.310	237	323	452	581	0.00658	0.0053
4	11.85	3.476		8.410	10.310	12.820		8.600	12.040	15.470		231	323	415	0.01174	0.0038
4	14.00	3.34	8.330	11.350	14.630	17.030	7.940	10.830	15.160	19.500	209	285	400	514	0.01084	0.0047
4 1/2	13.75	3.958		7.200	8.920	10.910		7.900	11.070	14.230		270	378	486	0.01522	0.0045
4 1/2	16.60	3.826	7.620	10.390	12.470	15.590	7.210	9.830	13.760	17.690	242	331	463	595	0.01423	0.0055
4 1/2	20.00	3.64	9.510	12.960	15.560	19.450	9.200	12.540	17.560	22.580	302	412	577	742	0.01288	0.0068
5	16.25	4.408		6.970	8.640	10.550		7.770	10.880	13.980		328	459	591	0.01888	0.0054
5	19.50	4.276	7.390	10.000	12.090	15.110	6.970	9.500	13.300	17.100	290	396	554	712	0.01777	0.0065
5 1/2	21.90	4.778	6.610	8.440	10.350	12.870	6.320	8.610	12.060	15.500	321	437	612	787	0.02219	0.0072
5 1/2	24.70	4.67	7.670	10.460	12.560	15.700	7.260	9.900	13.860	17.820	365	497	696	895	0.02119	0.0082
5 9/16	19.00	4.975	4.580	5.640			5.090	6.950			267	365			0.02405	0.0060
5 9/16	22.20	4.859	5.480	6.740			6.090	8.300			317	432			0.02294	0.0071
5 9/16	25.25	4.733	6.730	8.290			7.180	9.790			369	503			0.02177	0.0083
6 5/8	22.20	6.065	3.260	4.020			4.160	5.530			307	418			0.03575	0.0069
6 5/8	25.20	5.965	4.010	4.810	6.160	6.430	4.790	6.540	9.150	11.770	359	489	685	881	0.03458	0.0081
6 5/8	31.90	5.761	5.020	6.170			6.275	8.540			463	631			0.03225	0.0104

ANEXO I

PRACTICAS RECOMENDADAS (API RP) 10B - 2.

Recommended Practice for Testing Well Cements

ANSI/API Recommended Practice 10B-2 (Formerly 10B)
First Edition, July 2005
Identical to ISO 10426-2:2003 including
ISO 10426-2:2005/FDAM 1:2005

**ISO 10426-2, Petroleum and natural gas
industries—Cements and materials for well
cementing—Part 2: Testing of well cements**

AMENDMENT 1: Water-wetting capability testing



CURRICULUM VITAE

DATOS PERSONALES.

Nombres: Gino Andrés

Apellidos: Cojitambo Suárez.

Lugar y Fecha de Nacimiento: Machala, 21 de Febrero de 1988

Estado Civil: Soltero

Cedula de Identidad: 0705045433

Dirección: Juan León Mera y Charles Darwin, Urbanización Prados de la Armenia.

Teléfonos: 6035300 (Domicilio)

0986572203 (Claro)

0969049643 (Movistar)

E-mails: andrescojitambo@hotmail.com

ginocojitambouce@yahoo.es

FORMACIÓN ACADÉMICA:

Estudios Universitarios:

Institución: Universidad Central del Ecuador

Facultad: Ingeniería en Geología, Minas Petróleos y Ambiental.

Escuela: Ingeniería de Petróleos

Situación Presente: Tesis concluida sobre: Análisis técnico comparativo del uso de sistemas de colgadores de liner convencionales y colgadores de liner expandibles para optimizar la completación de pozos. En la cual se aprendió bastante sobre cada una de las herramientas y equipos utilizados en las instalaciones de sistemas de colgadores de liner convencionales y expandibles así como también los problemas presentes en este tipo de operaciones y las causas que pudieron originar dichos inconvenientes.

Estudios Secundarios:

Institución: Colegio Nacional 9 de Octubre.

Título: Bachiller en Ciencias Físico Matemático.

Estudios Primarios:

Institución: Escuela Particular Santísimos Corazones

SEMINARIOS Y CURSOS.

- Seminario “Jornadas Técnicas WEATHERFORD” dictadas por Weatherford con una duración de 16 horas los días 30 y 31 de Octubre del 2012.

- V OIL AND GAS INTERNATIONAL EXPO AND CONGRESS ECUADOR 2012, con una capacitación de 24 horas los días 31 de Julio, 1 y 2 de Agosto avalado por el Ministerio de Recursos Naturales No renovables.
- Seminario “Jornadas Técnicas Halliburton” dictadas por Halliburton con una duración de 24 horas los días 20, 21 y 22 de Junio del 2012.
- Seminario “Integridad de Tuberías”, dictado por REPSOL YPF con una duración de 10 horas el día 8 de Diciembre del 2011.
- Primer Seminario Latinoamericano y del Caribe del Petróleo y Gas, Organizado por la OLADE y Ministerio de Recursos Naturales no Renovables los días 12 y 13 de Julio.
- Primer Taller de Simulación de Reservorios y Modelamiento Geológico, dictado por Petrobell los días 18 y 25 de Junio del 2011.
- IV OIL AND GAS INTERNATIONAL EXPO AND CONGRESS ECUADOR 2011, con una capacitación de 24 horas los días 19,20 y 21 de Mayo avalado por el Ministerio de Recursos Naturales no Renovables.
- Primer Seminario de Fluídos de Perforación y Tratamientos Residuales Aplicados a Técnicas de Perforación Actuales, dictado por QMAX y Schlumberger los días 16 y 17 de mayo del 2011.
- Congreso “Primer Congreso Técnico Schlumberger”, dictado por Schlumberger con una duración de 18 horas los días 2 y 3 de Junio del 2010.
- Seminario “Jornadas Técnicas Baker Hughes” dictadas por Baker Hughes con una duración de 16 horas los días 7, 8 y 9 de Abril del 2010.
- Curso “Bombeo Electrosumergible”, dictada por Baker Hughes división Centrilift con una duración de 16 horas los días 13, 14, 20 y 21 de Noviembre del 2009.
- Taller “Introducción de registros eléctricos y disparos”, Dictada por Halliburton con una duración de 10 horas del 16 al 20 de junio del 2008.
- Nivel de Inglés Intermedio aprobado hasta el 5 nivel en CENDIA.

EXPERIENCIAS PREPROFESIONALES.

- REPSOL – YPF.
- Baker Hughes CENTRILIFT en el Bloque 16.
A cargo de los Ingenieros Fausto Pillajo y Luis Tamayo. Donde se tuvo la oportunidad de estar presente tanto en las operaciones de instalación del sistema BES, empalmes y chequeo del cable de poder, pulling y revisión de los equipos de superficie.
- Laboratorio de Fluídos de Perforación Qmax.
A cargo de la Ing. Andrea Chávez en el cual se tuvo la oportunidad de realizar unos cuantos análisis del contenido de sólidos suspendidos de las aguas de formación.

HABILIDADES PERSONALES Y TÉCNICAS.

- Proactivo, Responsable, Puntual, Buena respuesta a trabajos bajo presión, facilidad de adaptación y buen desempeño a trabajos en equipo.
- Manejo básico del Software PETREL e Interactive Petrophysics.
- Microsoft Office: Word, Excel, Power Point
- AutoCAD 2D

REFERENCIAS PERSONALES.

- Ing. Pablo Ochoa. Ingeniero Ambiental. MASC Perforación & Workover REPSOL YPF. Teléfono: 0993724207
- Ing. Freddy Carlos. Ingeniero de Petróleos. Asistente de Tool Pusher PETREX. Teléfono: 0994622026.
- Ing. Roberto Balseca. Baker Hughes Centrilift. Teléfono: 0985183970